

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales
Intensificación en Energética

**Análisis estadístico de la producción de
centrales termosolares mediante simulación
con series temporales extensas de datos
meteorológicos**

Autor: Manuel Pavón Contreras

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

**Departamento de Ingeniería Energética
Grupo de Termodinámica y Energías
Renovables (GTER)**

**Con la colaboración del Centro Nacional de
Energías Renovables (CENER)**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2016



CENER

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis estadístico de la producción de centrales termosolares mediante simulación con series temporales extensas de datos meteorológicos

Autor:

Manuel Pavón Contreras

Tutor:

Manuel Antonio Silva Pérez

Departamento de Ingeniería Energética
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER)
Con la colaboración del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Grado: Análisis estadístico de la producción de centrales termosolares mediante simulación con series temporales extensas de datos meteorológicos.

Autor: Manuel Pavón Contreras

Tutor: Manuel Antonio Silva Pérez

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

El proceso de formación en el que una persona se introduce empieza a temprana edad y, en mi opinión, nunca debe acabar. La consecución de estos estudios es sólo una parte, aunque fundamental, de mi formación, en la que han participado muchas personas a las cuales tengo que agradecer que me hayan ayudado a llegar hasta aquí: amigos de toda la vida, completos desconocidos que se han convertido en amigos, profesores... Gracias a cada uno de ellos, por haber aportado su granito de arena en mi formación tanto personal como profesional.

Gracias a mi familia por ser la piedra angular de mi vida. A mi madre, por dármele todo, ser un ejemplo constante, y enseñarme lo que es luchar día a día. A mis hermanas, por ser imprescindibles en mi vida. A mi padre, por ser inspiración y espejo donde mirarme. Porque siempre te dedicaré todos mis triunfos.

Gracias a ella, por apoyarme y animarme día a día, en los momentos mejores y peores. Ella sabe cuánto la quiero. Porque al final, este momento, también lo has vivido conmigo.

A todos los integrantes de la oficina de CENER de Sevilla, por el trato recibido, la ayuda recibida para la realización de este Trabajo Fin de Grado durante los meses que he pasado allí, y por la experiencia que he adquirido. Mi primer contacto con el mundo de la empresa ha sido más que provechoso y enriquecedor. Sin duda, nunca lo olvidaré.

Finalmente, quiero agradecer a mi tutor, D. Manuel Silva Pérez, por brindarme la oportunidad de realizar las prácticas en CENER, y por su inestimable ayuda durante estos meses para la realización de este Trabajo Fin de Grado.

Manuel Pavón Contreras

Sevilla, junio de 2016

Resumen

En este estudio se ha realizado un análisis de percentiles de radiación y producción para dos centrales termosolares de diferentes tecnologías: Torre Central y Colectores Cilindro Parabólicos. El objetivo era justificar la correspondencia entre la probabilidad de excedencia de radiación y producción. La probabilidad de excedencia es un concepto complementario de los percentiles. Es decir, un percentil 10 de producción equivale a una probabilidad de excedencia de la producción 90 (P90, un valor de producción que se superará en el 90 % de los años de la vida útil de la central). Actualmente, la correspondencia entre percentiles es un hecho asumido por la industria, pero no justificado estadísticamente, como se ha realizado en este estudio. Estas probabilidades de excedencia suelen ser demandadas por los bancos para calcular el riesgo de la inversión en los préstamos para proyectos de construcción de centrales termosolares.

Para ello, se ha utilizado una base de datos meteorológica medida de 34 años de la localidad de Burns (Oregón, EEUU) gracias al SRML (Solar Radiation Monitoring Laboratory, Universidad de Oregón). Para completar la base de datos necesaria para la simulación, se utilizó Meteonorm 6.1. El programa utilizado para simular la operación de las centrales ha sido el System Advisor Model (SAM) 2015.6.30. Previamente a las simulaciones, se realizó una optimización de cada central según el múltiplo solar y el LCOE (coste actualizado de la energía).

Tras las simulaciones de 34 años y análisis estadístico, se observó una clara correspondencia entre radiación y producción, y mediante un ajuste lineal, se ha podido relacionar la radiación y producción acumuladas anuales, salvo algunos años llamados “atípicos”, que están fuera del ajuste. Se pueden diferenciar dos casos: años con misma o parecida radiación acumulada anual se obtienen diferentes producciones, y años con diferente radiación acumulada anual y producciones iguales o parecidas. Todos estos casos atípicos han sido documentados y justificados por la variación intra-anual de la DNI.

Los resultados finales de este estudio revelan y justifican la clara correspondencia entre percentiles de radiación y producción en ambas tecnologías. Sin embargo, hay que prestar especial atención en la construcción de años meteorológicos tipo (TMY) que representen P50, P90, etc., ya que las variaciones intra-anuales de la DNI pueden afectar fuertemente en las previsiones de energía neta anual producida. Por último, este estudio destaca la importancia de un procedimiento correcto y estandarizado para la elaboración de series temporales de DNI, como la norma actualmente en desarrollo de AENOR por expertos como Carlos Fernández Peruchena, Manuel Silva Pérez, Sara Moreno Tejera y otros.

Abstract

In this study, a statistical analysis of radiation and energy yield percentiles is done for two sorts of technologies: Power Tower and Parabolic Trough. The aim is to justify the correspondence between radiation and energy yield p-levels. The p-level is a complementary concept of percentile. For example, a 10 percentile is a 90 p-level of energy yielded. (A value of energy yielded that will be exceeded in 90 % of years during the lifetime of the plant. Nowadays, the correspondence between percentiles is assumed in the industry, but not justified statistically. These p-level are demanded by banks in order to calculate the risk of investment in loans for CSP plant projects.

For this purpose, a large database (34 years of measurements) has been used from Burns (OR, USA) thanks to SRML (Solar Radiation Monitoring Laboratory, University of Oregon). Additionally, it was necessary to complete parameters for the simulation, Meteonorm 6.1 has been used for this purpose. The System Advisor Model (SAM) 2015.6.30 has been used for the simulations. The plants have been optimised according to the solar multiple and LCOE (Levelized Cost of Energy).

After the simulations, a correspondence between radiation and energy yield has been recognised excepting some atypical years in two different cases: years with the same annual accumulated DNI and different net energy yield, and years with different annual accumulated DNI and the same net energy yield. All of these years were justified due to the intra-annual variation of DNI.

The analysis of results shows that the correspondence between the probabilities of exceedance of annual DNI values and energy yields is fairly good from the statistical point of view; however, care should be taken when building annual meteorological series for representing probability of exceedance scenarios, like P50, P90, etc., since the intra-annual distribution of DNI may significantly affect the energy yield estimates. This result highlights the need to define and validate standardized procedures for the elaboration of representative DNI time series as the technical standard produced in AENOR by experts like Carlos Fernández Peruchena, Manuel Silva Pérez, Sara Moreno Tejera and others.

Índice

Cubierta	i
Portada	iii
Calificación Tribunal	iv
Agradecimientos	v
Resumen	vi
Abstract	vii
Índice	viii
Índice de Tablas	x
Índice de Figuras	xi
Glosario de términos	xiii
Objetivos del estudio	1
1 Introducción	2
1.1. El Sol como recurso energético	2
1.2. Nociones básicas de radiación y su medición	3
2 Tecnologías de centrales termosolares	5
2.1. Fundamentos de la concentración solar	5
2.2. Clasificación de las centrales termosolares	6
2.2.1. Plantas de Colectores Cilindro Parabólicos	6
2.2.2. Plantas de Torre Central	8
2.3. Ciclo termodinámico utilizado en la generación eléctrica en centrales termosolares	15
2.4. Almacenamiento en centrales termosolares	17
3 Emplazamiento bajo estudio y características climatológicas	20
4 Plantas bajo estudio y características	21
4.1. Planta con Torre Central	21
4.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos	23
5 Metodología seguida	25
6 Resultados de las simulaciones	31
6.1. Planta con Torre Central	31
6.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos	36
7 Análisis estadístico de la radiación	40
8 Análisis estadístico de la producción	42
8.1. Planta con Torre Central	42
8.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos	43
9 Comparación entre percentiles de radiación y producción	44
9.1. Planta con Torre Central	44
9.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos	46
10 Conclusiones y recomendaciones	47
Referencias	48
Anexos	50
Anexo A: Resultados Burns (Torre)	50

A.1. Tabla energía neta anual y DNI anual acumulada	50
A.2. Gráficas anuales de producción (1980-2013)	51
A.3. Gráficas energía neta-DNI acumulada y ajuste	58
Anexo B: Resultados Burns (CCP)	60
B.1. Tabla energía neta anual y DNI anual acumulada	60
B.2. Gráficas anuales de producción (1980-2013)	61
B.3. Gráficas energía neta-DNI acumulada y ajuste	68
Anexo C: Código de programación básico utilizado	70

Índice de Tablas

Tabla 1. Promedio de DNI de la localidad de Burns.	20
Tabla 2. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 1986 y 1995 para Torre Central.	33
Tabla 3. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 1984 y 1992 para Torre Central.	34
Tabla 4. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 1992 y 1993 para CCP.	38
Tabla 5. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 2000 y 2011 para CCP.	39
Tabla 6. Percentiles y “P-level” característicos de la radiación.	41
Tabla 7. Percentiles y “P-level” característicos de la producción en Torre Central.	42
Tabla 8. Percentiles y “P-level” característicos de la producción en CCP.	43
Tabla 9. Comparativa de percentiles de radiación y producción para Torre Central.	45
Tabla 10. Comparativa de percentiles de radiación y producción para CCP.	46

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema del cinturón solar.	2
Figura 2. Esquema de las componentes de la radiación solar.	3
Figura 3. Imagen de un piranómetro de termopila.	4
Figura 4. Imagen de un piranómetro de fotodiodo.	4
Figura 5. Imagen de un piranómetro de radiación difusa con espira de sombra.	4
Figura 6. Imagen de un pirheliómetro.	4
Figura 7. Rendimientos de Carnot, óptico del captador y global según la temperatura.	6
Figura 8. Esquema de principio de CCP.	6
Figura 9. Componentes de un tubo absorbedor.	7
Figura 10. Tipos de campos de heliostatos.	8
Figura 11. Diferencias del factor coseno en zona norte y sur del campo de heliostatos.	9
Figura 12. Variación del efecto coseno en el campo de heliostatos en balance anual.	10
Figura 13. Variación del efecto de pérdidas por sombras y bloqueos en el campo de heliostatos en balance anual.	10
Figura 14. Variación del efecto de pérdidas por atenuación atmosférica en el campo de heliostatos en balance anual.	11
Figura 15. Reflexión no ideal de la imagen que provoca “spillage” o desbordamiento.	12
Figura 16. Esquema de una central termosolar de Torre Central. Central Gemasolar.	15
Figura 17. Esquema planta termosolar CCP.	16
Figura 18. Ejemplo del efecto beneficioso del recalentamiento.	17
Figura 19. Efecto del uso del almacenamiento durante el día.	18
Figura 20. Esquema de un tanque termoclina.	19
Figura 21. Localización de Burns en el mapa de E.E.U.U.	20
Figura 22. Control del almacenamiento según dos periodos.	22
Figura 23. Ejemplo de formato TMY3.	25
Figura 24. Formato de entrada de datos a <i>Meteonorm 6.1</i> correspondiente al año 2002.	27
Figura 25. Formato de salida de datos calculados por <i>Meteonorm 6.1</i> correspondiente al año 2002.	27
Figura 26. Variación anual del albedo.	28

Figura 27. Formato TMY3 del año 2002 relleno listo para simular.	28
Figura 28. Captura del proceso de optimización mediante SAM.	29
Figura 29. DNI acumulada anual y energía neta producida en el periodo 1980-2013 para Torre Central.	31
Figura 30. Ajuste y tendencia de la producción de energía y la DNI para Torre Central.	32
Figura 31. DNI acumulada mensual del año 1986 y 1995 para Torre Central.	32
Figura 32. Energía neta mensual del año 1986 y 1995 para Torre Central.	33
Figura 33. DNI acumulada mensual del año 1984 y 1992 para Torre Central.	34
Figura 34. Energía neta mensual del año 1984 y 1992 para Torre Central.	34
Figura 35. Casos extremos de dispersión en los puntos de producción neta-DNI en enero y julio para Torre Central.	35
Figura 36. Resultados simulación planta con Torre Central y Colectores Cilindro Parabólicos.	36
Figura 37. Ajuste y tendencia de la producción de energía y la DNI para CCP.	37
Figura 38. DNI acumulada mensual del año 1992 (azul oscuro) y 1993 (azul claro) para CCP.	37
Figura 39. Energía neta mensual del año 1992 (rojo oscuro) y 1993 (rojo claro) para CCP.	38
Figura 40. Energía neta mensual del año 2000 (rojo oscuro) y 2011 (rojo claro) para CCP.	38
Figura 41. DNI acumulada mensual del año 2000 (azul oscuro) y 2011 (azul claro) para CCP.	39
Figura 42. Casos extremos de dispersión en los puntos de producción neta-DNI en enero y julio para CCP.	39
Figura 43. Función de Distribución Acumulada Empírica de la DNI acumulada anual.	40
Figura 44. Función de Distribución Acumulada Empírica de la producción neta anual para Torre Central.	42
Figura 45. Función de Distribución Acumulada Empírica de la producción neta anual para Colectores Cilindro Parabólicos.	43
Figura 46. Funciones de Distribución Acumulada superpuestas de DNI acumulada y producción neta anual para Torre Central.	44
Figura 47. Funciones de Distribución Acumulada superpuestas de DNI acumulada y producción neta anual para CCP.	46

Glosario de términos

CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
NREL	National Renewable Energy Laboratory
SRML	Solar Radiation Monitoring Laboratory
GHI	Global Horizontal Irradiance
DNI	Direct Normal Irradiance
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance
CSP	Concentrated Solar Power
SAM	System Advisor Model
CCP	Colectores Cilindro Parabólicos
HTF	Heat Transfer Fluid
kWt	Kilovatios térmicos
kWe	Kilovatios eléctricos
MWt	Megavatios térmicos
MWe	Megavatios eléctricos
GWh	Gigavatios hora
ECDF	Empirical Cumulative Distribution Function

Objetivos del estudio

En cualquier central eléctrica se necesita estimar cuánta energía será capaz de suministrar a la red durante toda su vida útil para asegurar la viabilidad económica del proyecto. En el caso de las centrales termosolares, la variabilidad del recurso solar es un hecho crítico a la hora de estimar esa producción, por lo que se debe caracterizar de la forma más precisa posible.

Actualmente, esta estimación se hace mediante la simulación de la planta durante un año meteorológico tipo (TMY), el cual representa estadísticamente la meteorología de una localidad. Para realizarlo con garantías, al menos son necesarios 10 años de mediciones, e incluyendo una serie de años más amplia, se reduce en gran medida la incertidumbre en las previsiones que se pueden hacer de la radiación solar, debido a sus variaciones intra-anales y en definitiva de la producción. En la mayoría de las ocasiones no se dispone de esa cantidad de años sobre la que poder realizar una estimación fiable, y cuando se tiene, suelen ser datos de satélite, en los que se incurre en una incertidumbre mayor.

Para negociar las condiciones y el riesgo de las inversiones en los proyectos de centrales termosolares, se suele necesitar la producción anual que será excedida a lo largo de la vida útil con probabilidades de un 50 %, 90 %, 95 % y 99 % de los años. Este concepto es el complementario al concepto estadístico de percentil. Este estudio propone analizar los percentiles de radiación de una serie de datos extensa y medidas de 34 años en Burns (OR, USA), y averiguar si son equivalentes a los percentiles de producción de una central hipotética en esa localidad.

Además, en los casos en los que no es posible disponer de una cantidad de años necesaria para caracterizar estadísticamente la meteorología de la localidad donde se emplazará la planta, se estudia si mediante una función de distribución de Weibull es posible calcular los percentiles de producción directamente, mediante la comparación de los percentiles de la producción simulados de la planta con los percentiles obtenidos de la función de distribución de Weibull. Parte de este propósito lo recoge la norma de AENOR que está en fase de redacción por Carlos Fernández Peruchena, Manuel Silva Pérez, Sara Moreno Tejera y otros.

Con esta aportación se pretende obtener mejoras en la estimación del riesgo de inversión en los proyectos de plantas termosolares. También sirve como una importante validación sobre un tema que actualmente se asume como cierto en la industria termosolar (percentil 10 de radiación y producción equivalentes) y no se ha demostrado antes con resultados realmente medidos de radiación que abarquen un período tan largo.

1 Introducción

El fin de este apartado es dar una visión general sobre la importancia del Sol como recurso energético, conceptos la radiación solar y su medida. Aunque no es parte fundamental del texto, es preciso conocer ciertas definiciones para la mejor comprensión del desarrollo del trabajo y sus conclusiones para quien no esté familiarizado con el tema de las centrales termosolares.

1.1 El Sol como recurso energético

En el Sol, el astro sobre el que giran los planetas del Sistema Solar, se producen reacciones de fusión nuclear del tipo hidrógeno a helio en su núcleo. Según la ecuación de Einstein, el defecto de masa provocado multiplicado por la velocidad de la luz al cuadrado, será la energía liberada en ese proceso.

Se estima esa energía anual en $5,497 \cdot 10^{24}$ julios [11]. Para poder compararlo con el consumo mundial, al ser una energía primaria, la producción anual de carbón, crudo, gas natural, energía nuclear y otras tecnologías ascienden a 13461 Mtep [1] (millones de toneladas equivalentes de petróleo), lo cual supone aproximadamente $5,636 \cdot 10^{20}$ J. De forma grosera, y con un simple cálculo, se puede averiguar que un año de energía solar sería capaz de generar casi 10.000 años de producción humana de energía al ritmo actual. Según el lema de Desertec, *"within 6 hours deserts receive more energy from the sun than humankind consumes within a year"*.

Las reservas de petróleo, nuclear y gas natural, no superarán los 100 años al ritmo de explotación actual [2]. Las subvenciones cada vez mayores a los combustibles fósiles para mejorar su rentabilidad económica de explotación, pone de manifiesto la inevitable transición energética que ya se está produciendo. El Sol es fundamental para cubrir la demanda energética mundial de energías renovables.

Si bien las instalaciones en las que se aprovecha la radiación solar necesitan de una gran inversión, el recurso solar se utiliza directamente en la generación de energía (no hace falta transporte desde la extracción hasta la planta donde se generará energía), como ocurre con otras formas de energía convencionales. Es un recurso utilizado directamente tal y como llega a la Tierra.

Como contrapartida, presenta una gran variabilidad, dispersión y baja densidad. Además de tener una menor capacidad de almacenamiento que las fuentes de energía convencionales. Otro problema es que en no todas las partes del mundo son viables las centrales solares. Estas suelen estar indicadas dentro de lo que se denomina el cinturón solar ("SunBelt" en inglés), que se encuentra a unas latitudes entre 40° N y 40° S, donde se recibe una gran cantidad de radiación solar anual (cercano a los 2000 kWh/m^2).

El Sol puede tomarse, a efectos prácticos, un foco térmico a 5777 K que hace llegar a la Tierra 1367 W/m^2 (también llamada constante solar) en forma de radiación electromagnética.

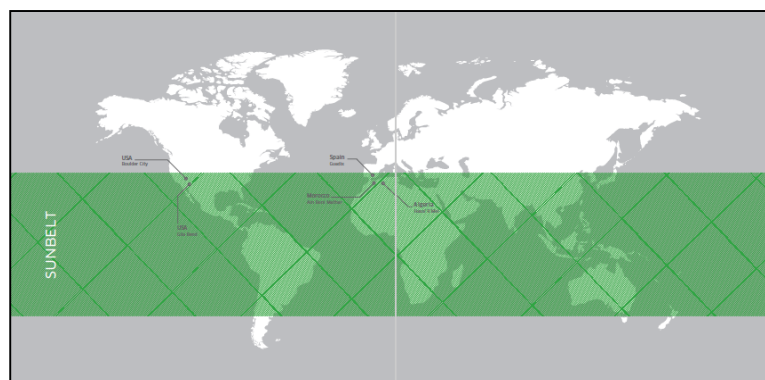


Figura 1. Esquema del cinturón solar. [3]

1.2 Nociones básicas de radiación, medición y registro

La radiación solar puede comprenderse mediante dos definiciones:

- **Irradiancia (I, G):** Es la potencia de la radiación que incide sobre una superficie. Se mide en W/m^2 .
- **Irradiación (H):** Es la energía de la radiación acumulada durante un tiempo determinado. Se mide en Wh/m^2 o J/m^2 .

A su vez, la irradiancia se puede dividir en tres variables:

- **Irradiancia directa:** Tiene varias definiciones. La más correcta sería la relativa a los fotones que no interactúan con la atmósfera, llegando directamente hasta el observador. [4]
- **Irradiancia difusa:** Es la irradiancia que llega procedente de la bóveda celeste, de las nubes y de la reflexión de la irradiancia directa en el suelo.
- **Irradiancia global:** Es la suma de las dos anteriores, incidiendo sobre una misma superficie.

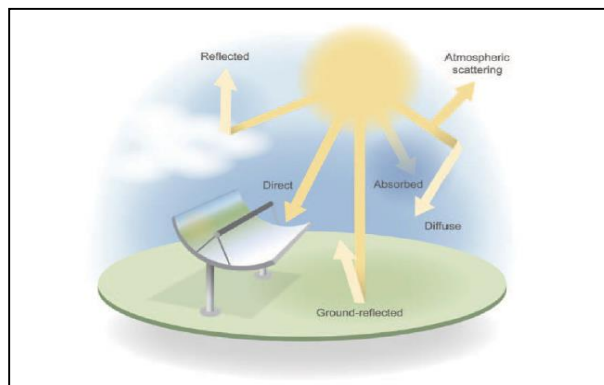


Figura 2. Esquema de las componentes de la radiación solar. [5]

Para un buen diseño de los equipos e instalaciones encargadas de aprovechar la radiación solar, es preciso disponer de una base de datos fiable de radiación del emplazamiento donde se vaya a alojar dicha instalación. Por eso, es imprescindible tener equipos de calidad que provean dicha información o disponer de una base de datos fiable.

Los equipos que miden la radiación se llaman radiómetros. Dependiendo de la componente que midan, tienen un nombre y constitución distintos.

La radiación global se suele medir sobre una superficie horizontal, con un dispositivo llamado piranómetro. Existen dos tipos de piranómetros:

- Piranómetros de termopila:

Estos piranómetros se componen de termopares o células Peltier unidos a una superficie negra, la cual se protege de las inclemencias meteorológicas con una o dos bóvedas de cristal. La superficie negra se calienta bajo la acción de la radiación solar, y provoca en el termopar una tensión eléctrica proporcional a la irradiancia. La tensión de salida puede ser del orden de microvoltios por W/m^2 , por lo que en un día soleado se puede tener una salida de milivoltios.

- Piranómetros de fotodiodo:

Estos piranómetros dan como señal de salida una corriente eléctrica proporcional a la radiación incidente, mediante el efecto fotoeléctrico. Esta corriente eléctrica se traduce a una señal de voltaje gracias a la incorporación de una resistencia eléctrica.



Figura 3. Imagen de un piranómetro de termopila. [6]



Figura 4. Imagen de un piranómetro de fotodiodo. [7]

La sensibilidad de cada piranómetro es única, y depende del proceso de calibración que se haya llevado a cabo. Al depender de un termopar que actúa bajo la acción de la energía solar, no necesita corriente eléctrica para funcionar.

La radiación difusa se mide también sobre una superficie horizontal y con un piranómetro, el cual incorpora una banda sombreadora para eliminar la componente directa en la medición.



Figura 5. Imagen de un piranómetro de radiación difusa con espira de sombra. [8]

La radiación directa se mide sobre una superficie normal a los rayos solares incidentes, mediante un pirheliómetro. Debido a que el ángulo de incidencia debe ser 0, se acopla un mecanismo seguidor.

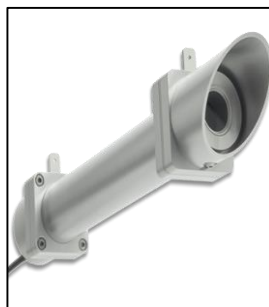


Figura 6. Imagen de un pirheliómetro. [9]

2 Tecnologías de centrales termosolares

El objetivo de esta sección es explicar la tecnología general existente en centrales termosolares.

2.1 Fundamentos de la concentración solar

El objetivo de las centrales termosolares es producir energía eléctrica a partir de la radiación solar, la cual es poco densa superficialmente (W/m^2), por lo que es necesario concentrarla en una zona reducida para alcanzar las especificaciones de un ciclo termodinámico: fundamentalmente, alta temperatura y presión del fluido de trabajo. Según la expresión de Carnot:

$$\eta_c = 1 - \frac{\bar{T}_c(K)}{\bar{T}_a(K)} \quad (1)$$

Cuanto mayor sea la temperatura del foco caliente (temperatura media de aportación de calor \bar{T}_a), y menor sea la temperatura del foco frío (temperatura media de cesión de calor \bar{T}_c), mayor rendimiento tendrá el ciclo. Aunque el ciclo de Carnot es ideal e irrealizable y los rendimientos obtenidos con esa expresión nunca serán alcanzables, esta expresión ayuda a establecer un límite termodinámico al cual se debe aproximarse un ciclo.

Lógicamente, altas temperaturas se conseguirán con grandes concentraciones de la radiación solar incidente, en concreto la DNI, lo cual se consigue mediante los concentradores. Estos pueden ser de foco lineal o puntual, en función de cómo concentren la radiación solar. Los captadores de foco lineal concentran la radiación solar sobre una línea o eje, y los de foco puntual, sobre un punto o área reducida.

Se define la relación de concentración α :

$$\alpha = \frac{A_{cap}}{A_{abs}} \quad (2)$$

Donde A_{abs} es el área del absorbedor (el sistema encargado de recibir la radiación concentrada), y A_{cap} es el área de captación (todo el sistema que recibe la radiación para su concentración). A igual área de absorbedor, el área del captador será menor para concentradores puntuales, y la relación de concentración será mayor.

Si aumenta la relación de concentración se consiguen mayores temperaturas y mayores rendimientos (pues aumenta la temperatura media de aportación de calor), pero llegado a cierto valor de la temperatura, las pérdidas térmicas por radiación aumentan de tal forma, que ese valor de temperatura no ayuda a aumentar el rendimiento si no que lo penaliza de forma sustancial. Es decir, aumentar la temperatura tiene efectos contrapuestos, por lo que existe un máximo (óptimo) rendimiento para cada temperatura.

Si se ensaya para varias relaciones de concentración, a diferentes temperaturas y se calcula el rendimiento global, se puede obtener la serie de gráficas de la figura 7. Se observa que, a mayor relación de concentración, el punto óptimo se desplazará hacia la derecha y hacia arriba (mayor temperatura y mayor rendimiento del ciclo). También se observa que se alcanzan mayores rendimientos globales para concentradores de foco puntual.

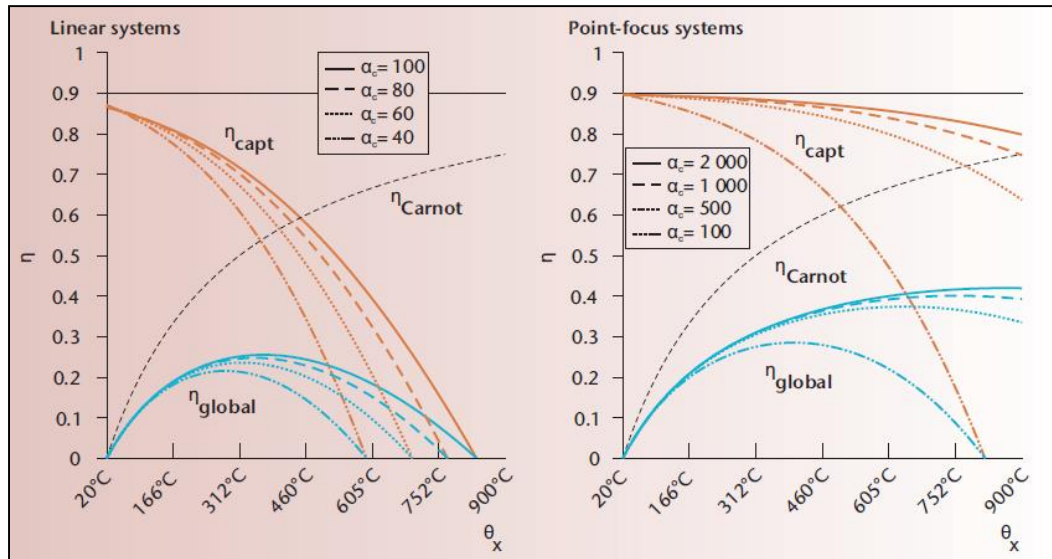


Figura 7. Rendimientos de Carnot, óptico del captador y global según la temperatura (sistemas de foco lineal y puntual). [10]

2.2 Clasificación de las centrales termosolares

Los Sistemas Termosolares de Concentración tienen diversas aplicaciones actualmente. Un ejemplo es la desalación de agua, o simplemente la producción de energía térmica para procesos industriales. Pero la principal aplicación es la producción de energía eléctrica mediante un ciclo de potencia.

Esta tecnología se divide en cuatro grandes grupos de concentradores: Colectores Cilindro Parabólicos, Receptor Central o también llamados de Torre Central, Concentradores Lineales de Fresnel y Discos Parabólicos. Los de mayor implantación en el mundo son los dos primeros, y son los que se utilizarán en este estudio.

2.2.1. Plantas de Colectores Cilindro Parabólicos

Este tipo de tecnología concentra la radiación directa recibida en una línea focal (foco lineal). El fundamento general de esta tecnología se basa en que, en una parábola, todos los rayos incidentes paralelos a su eje de simetría se reflejan en su foco. Esta idea es parecida a la que se utiliza en telecomunicaciones cuando, mediante una antena parabólica, se reciben las señales electromagnéticas. Si se extiende esa parábola bidimensional a tres dimensiones, como infinitas capas de parábolas en una longitud determinada, todos los rayos incidentes quedarían concentrados en los infinitos puntos focales de cada parábola, esto es, una línea focal.

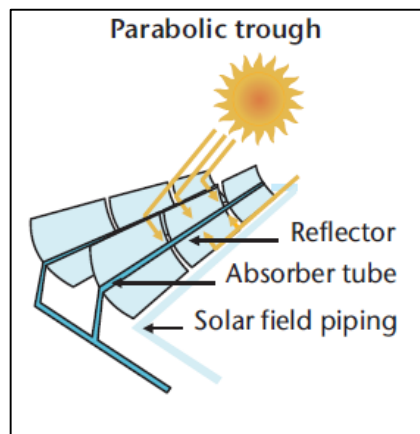


Figura 8. Esquema de principio de CCP. [11]

El colector o reflector cilindro parabólico

Tiene como misión reflejar la radiación directa sobre la línea focal (tubo absorbedor) que incide sobre la superficie. Puede estar constituido de vidrio con deposiciones de plata (reflectividades del orden del 90 %), de chapa de aluminio (reflectividades cercanas al 80 %), o de plástico con deposiciones de plata o aluminio, mucho más baratas, pero de peor calidad en cuanto a reflectividad y vida útil.

El tubo absorbedor o receptor

Es el elemento responsable de recibir la energía concentrada con las menores pérdidas posibles, y transferirla a las tuberías para su utilización en el ciclo térmico. Su buen funcionamiento es fundamental para el rendimiento del colector. Su constitución suele basarse en dos tubos concéntricos, el interior, por donde circula un fluido térmico, se calentará bajo la acción de la radiación concentrada. Este tubo es de alta absorptividad y baja emisividad en onda infrarroja. El tubo exterior es de cristal, y asegura el vacío en el espacio entre ambos tubos, lo que reduce las pérdidas por convección al ambiente. También protege al tubo interior de las inclemencias meteorológicas.

Al convivir dos materiales distintos y a distintas temperaturas, es necesario un sistema para asegurar una correcta dilatación de ambos. Se le añade un fuelle en cada extremo del tubo absorbedor, para compensar la dilatación longitudinal.

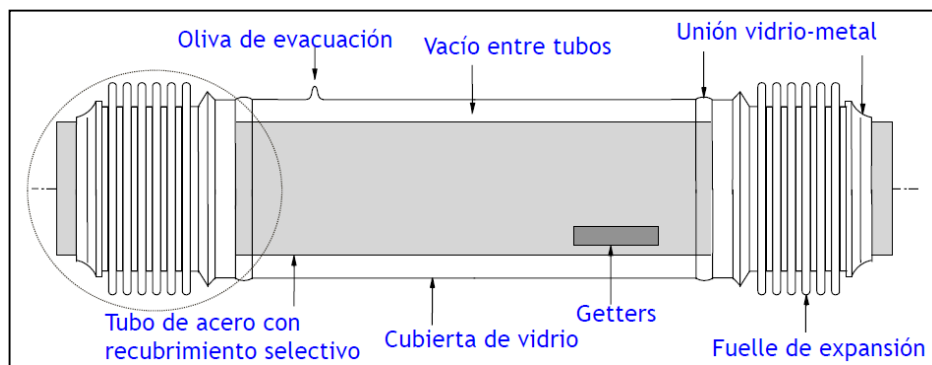


Figura 9. Componentes de un tubo absorbedor. [12]

Aceite térmico

El fluido de trabajo depende de la temperatura que se necesite en el ciclo. Puede ser agua purificada para temperaturas medias, máximo 200 °C, o aceites sintéticos para aplicaciones de alta temperatura, entre 200 °C y 450 °C. La razón principal de utilizar agua como fluido de trabajo sólo hasta 200 °C es simple: para temperaturas mayores, la presión necesaria para evitar formación de vapor superaría los 100 bar, presiones muy altas en los tubos que encarecerían tanto el precio como la utilidad del tubo absorbedor. En cambio, para aceites sintéticos, con 10 bar o 15 bar se pueden conseguir temperaturas cercanas a 450 °C, típicamente máximas debido a la destrucción de las propiedades de los aceites, debido por ejemplo, al *cracking*.

La utilización de aceites térmicos como fluidos de trabajo penalizan el rendimiento del ciclo, pues para producir vapor, debe hacerse pasar por intercambiadores de calor, al contrario que ocurre si se generara directamente el vapor en el tubo absorbedor.

Si se utiliza almacenamiento mediante tanques, no se suele utilizar dentro de ellos aceites térmicos porque la cantidad necesaria para llenarlos harían prohibitivos los costes. En su lugar, se incorpora sales fundidas, mucho más baratas que los aceites térmicos, y un intercambiador aceite-sales. Aun así, es permisible la pérdida de rendimiento producida en el intercambiador de calor aceite-sales y en los tanques, si se tienen en cuenta las posibilidades que ofrece el almacenamiento de energía térmica.

El sistema de seguimiento del Sol

Este sistema es necesario para poder aprovechar durante toda la heliofanía la radiación directa. Se basa en el giro de un eje horizontal, que mueve el reflector según sea la posición del Sol. Se utilizan motores eléctricos o sistemas hidráulicos, según sea el peso y el tamaño del reflector.

2.2.2. Plantas de Torre Central

Esta variante de las tecnologías de concentración se fundamenta en un grupo numeroso de colectores individuales llamados heliostatos, que concentran la componente directa de la radiación solar en un receptor central erigido sobre una torre. Son concentradores de foco puntual, por lo que cabe esperar mayor rendimiento y temperatura del fluido de trabajo.

El campo de heliostatos

Es el conjunto de heliostatos que se necesitan para producir la potencia eléctrica de la planta. Fundamentalmente, cada heliostato consta de una superficie reflectante formada por diferentes facetas (pequeñas superficies que forman la superficie total del heliostato), una estructura, mecanismos en dos ejes para el seguimiento, y un sistema de control. La superficie reflectante está constituida de vidrio y deposiciones de plata, al igual que en tecnología CCP, con una reflectividad cercana al 94 %. Suelen ser cuadrados, rectangulares o en algunos casos, circulares. Se les suele dar una ligera curvatura esférica para reducir pérdidas ópticas. Existen dos tipos de campos de heliostatos, referidos a la posición relativa respecto a la torre: los de campo circular y los de campos norte o campo sur (según se encuentre en el hemisferio norte o sur). En la figura 10 se ha representado mediante el programa de simulación SAM 2015.6.30 la variación de la posición del campo, comparando dos zonas con latitudes opuestas (Sevilla, aproximadamente 37° N, y Melbourne con -37° N). En el hemisferio norte, el campo de heliostatos deberá estar orientado hacia el sur, al contrario que ocurre en el hemisferio sur. A la izquierda se encuentra un campo norte propio del hemisferio norte (latitud de ejemplo la de Sevilla) y a la derecha, campo sur típico del hemisferio sur (latitud de ejemplo para Melbourne). Abajo se tiene un campo circular. Cuando la potencia eléctrica a generar es alta, el número de heliostatos necesarios crece, y se genera un campo circular.

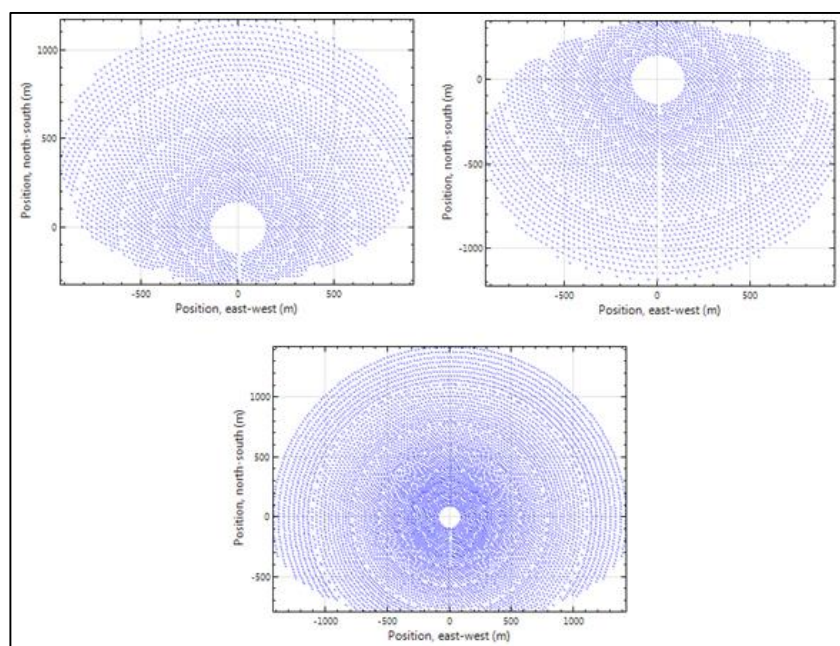


Figura 10. Tipos de campos de heliostatos. [13]

En el campo de heliostatos se produce una gran parte de las pérdidas del sistema. Estas son:

Pérdidas por reflectividad del heliostato (ρ): El heliostato no es una superficie especular perfecta, por lo que el 100 % de su área no será totalmente reflexiva. Aunque la radiación reflejada supera en la mayoría de los materiales utilizados en centrales termosolares el 90 %, parte la absorberá el material y parte se reflejará en forma de radiación difusa, componente solar radiante no aprovechable para una central termosolar. Otro factor que afecta a la reflectividad del heliostato es el ensuciamiento (“soiling” en inglés) debido a agentes como polvo o arena que se depositan en la superficie. Es importante tener una estrategia de limpieza que minimice costes, pero que mantenga un bajo factor de ensuciamiento durante el mayor número de horas posible.

Factor coseno $f_{\cos\theta}(x, y, t)$: Son pérdidas debido al ángulo que forma la normal del plano del heliostato, con el rayo solar incidente. Toda superficie reflectante tendrá un área efectiva de reflexión, la cual no coincide con el área total de la superficie, a no ser que el rayo incidente y la normal a la superficie tengan ángulo 0 (coseno del ángulo igual a 1). Debido a la posición del Sol durante el día, a la posición de los heliostatos en el campo y a que se tienen que orientar para poder reflejar los rayos en el receptor, el ángulo entre el rayo incidente y la normal a la superficie del heliostato rara vez es 0. Por lo tanto, el factor coseno es otra pérdida inherente e inevitable del campo solar. El área efectiva de reflexión varía para cada heliostato y a cada momento del día.

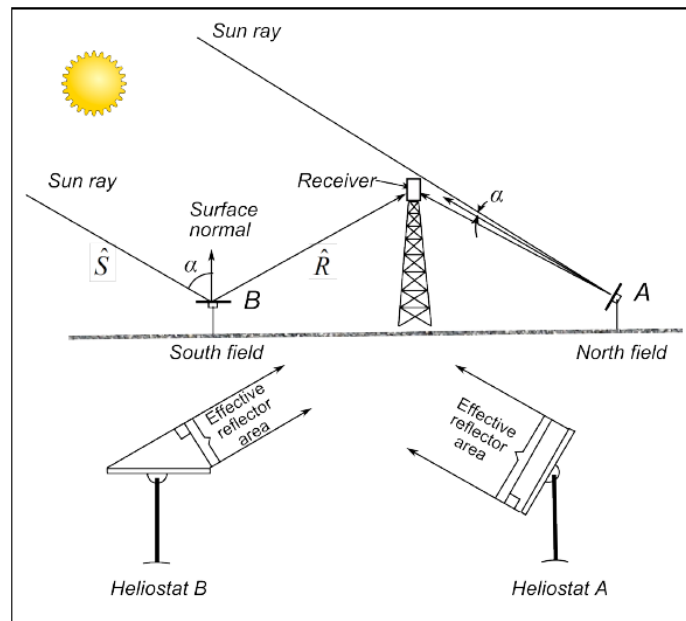


Figura 11. Diferencias del factor coseno en zona norte y sur del campo de heliostatos. [14]

La cantidad de radiación reflejada por cada heliostato, será:

$$\dot{Q}_{hel} = \cos(\alpha) \cdot I_{bn} \cdot A_{hel} \quad (4)$$

Donde:

I_{bn} es la irradiancia directa normal (DNI, o *Beam Normal Irradiance*).

A_{hel} es el área del heliostato.

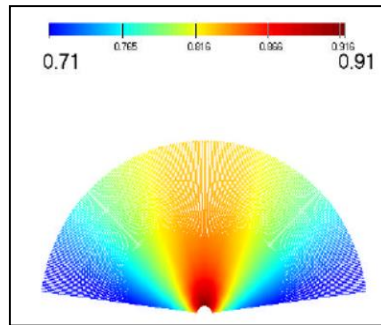


Figura 12. Variación del efecto coseno en el campo de heliostatos en balance anual. [11]

Para mitigar los efectos del factor coseno, aumentar el rendimiento de la planta, y por lo tanto, aumentar la cantidad de energía recibida en el receptor e inyectada a la red, se ha desarrollado el concepto de “heliomóviles”, o instalación de Geometría Variable, por el CTAER. Son heliostatos que se mueven alrededor de carriles que forman anillos concéntricos a la torre, también llamada Torre Central de Geometría Variable. Estos heliomóviles buscan en todo momento la dirección solar que provoque un rayo perpendicular a la normal del plano (coseno del ángulo igual a la unidad) maximizando el área efectiva de reflexión. En la actualidad tiene carácter de investigación y no tiene ninguna implantación a nivel comercial. [15]

Pérdidas por sombras y bloqueos entre heliostatos $f_{sb}(x, y, t)$: Este tipo de pérdida provocará que rayos incidentes no puedan ser reflejados por un heliostato porque uno anterior tape parte de la superficie reflectiva (sombras) o incluso la torre proyecte sombras sobre el propio campo.

El bloqueo se refiere a rayos incidentes que no pueden llegar al receptor porque en el camino se encuentra la parte posterior de un heliostato.

Debido a que el Sol cambia su posición continuamente durante el día, estas pérdidas varían también para cada heliostato y para cada momento. Se puede ver este tipo de pérdidas en la figura 13.

Habrà una mayor incidencia de pérdidas por sombras y bloqueo en los heliostatos más cercanos a la Torre, lo cual puede explicarse debido a que hay mayor densidad de heliostatos (número de heliostatos por metro cuadrado de superficie de campo) en los primeros metros del campo que al final, ya que es donde menores pérdidas por atenuación atmosférica se producirán.

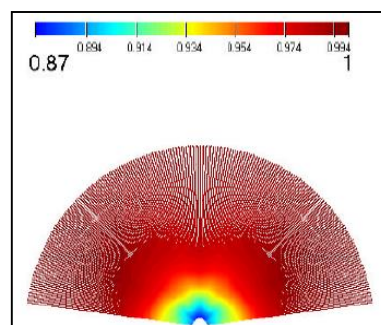


Figura 13. Variación del efecto de pérdidas por sombras y bloqueos en el campo de heliostatos en balance anual. [11]

Pérdidas por atenuación atmosférica $f_{at}(x, y)$: Como en todo proceso donde se transfiere energía por radiación (como por ejemplo ocurre en una caldera) esta transferencia se ve atenuada por la absorción de energía radiante por parte de los gases y partículas presentes. En el caso de la atmósfera, esos gases son mayoritariamente vapor de agua, dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno, y partículas como arena, polvo en suspensión y aerosole. Lógicamente, la pérdida será mayor cuanto mayor distancia separe receptor y heliostato, ya que el rayo encontrará más cantidad de gases y partículas en su camino hasta el

receptor. Estas pérdidas son difíciles de calcular, y por lo tanto se utilizan modelos de atenuación atmosférica mediante ajustes polinomiales.

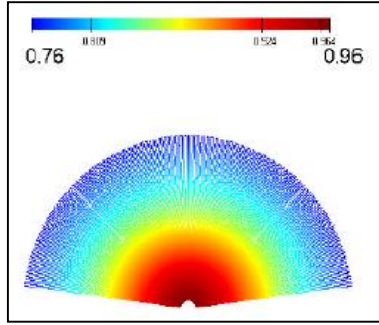


Figura 14. Variación del efecto de pérdidas por atenuación atmosférica en el campo de heliostatos en balance anual. [11]

Pérdidas por desbordamiento $f_{spi}(x, y)$:

Son pérdidas debidas a que la radiación reflejada no incide directamente sobre la superficie del receptor para intercambiar calor con el fluido de trabajo, lo que se traduce en una disminución de la energía aportada. El desbordamiento o “spillage” es el resultado de un conjunto de errores, que se pueden resumir en:

- Errores del seguimiento solar (“*tracking error*” en inglés): se deben a errores del cálculo de la posición solar (elevación solar, ángulo acimutal y cenital), y por errores propios de los motores que mueven los dos ejes de cada heliostato.
- Errores en la superficie especular del heliostato: La superficie del heliostato no es perfectamente lisa, y los rayos no son reflejados de manera ideal (en forma de cono, con su vértice en el receptor). En consecuencia, se produce una desviación sobre la reflexión ideal de los rayos incidentes.
- El peso del heliostato y la velocidad del viento, que pueden doblar momentáneamente parte de la superficie reflectante, atenuando la curvatura esférica de la que se dota a las facetas de los heliostatos. Todos estos errores provocan una distorsión en la imagen reflejada en el receptor.

En consecuencia, el rendimiento óptico de un heliostato será el producto de cada factor de pérdidas mencionado, como función de la posición del heliostato (x, y) y del momento del día (t) :

$$\eta_{opt}(x, y, t) = \rho \cdot f_{cos\theta}(x, y, t) \cdot f_{sb}(x, y, t) \cdot f_{at}(x, y) \cdot f_{spi}(x, y) \quad (5)$$

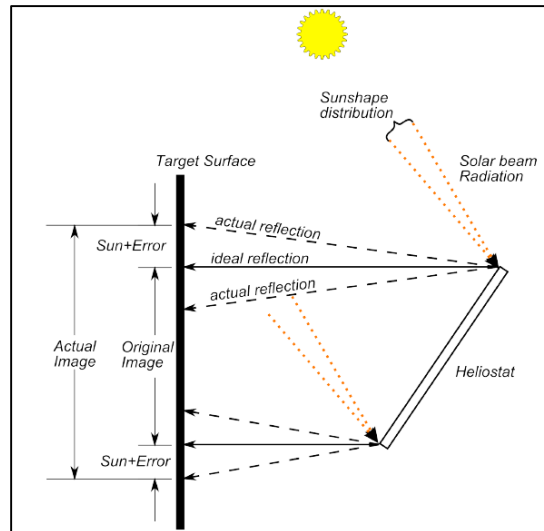


Figura 15. Reflexión no ideal de la imagen que provoca “spillage” o desbordamiento. [16]

El receptor central

El receptor central es el sistema encargado de recibir toda la radiación reflejada por el campo de heliostatos y su conversión en energía térmica disponible para intercambiar con un fluido de trabajo, ya sean sales fundidas, vapor de agua, gas o aire.

Es necesario optimizar el tamaño del receptor cuando se diseña la planta termosolar. Un receptor grande dispondrá de más área para absorber más energía (con lo que se reducirá también las pérdidas por *spillage*) pero también se producirán mayores pérdidas térmicas por radiación y convección (ya que estas son proporcionales al área) que uno de menor tamaño. Otro punto crítico en el diseño del receptor es el flujo de calor máximo que puede soportar el material del receptor (típicamente máximo 1000 kWt/m^2) para no dañarlo en operación ni perjudicar su vida útil.

Existen diferentes tipos de receptores. Los más utilizados son los de cavidad y los receptores externos. Actualmente están en desarrollo para su implantación los receptores volumétricos, donde se podrán alcanzar temperaturas mayores gracias al gran intercambio de calor que supondría una absorción “volumétrica” de la radiación.

Receptores de cavidad

La radiación concentrada se focaliza sobre un receptor formado por paneles de tubos que se encuentran dentro de una abertura exterior. Al tener la abertura dirigida hacia una dirección determinada, suelen utilizarse en campos pequeños, tipo campo norte o sur según el hemisferio terrestre.

Receptores externos

Este tipo de receptores están formados por paneles de tubos, y dependiendo del número de estos, pueden formar desde un cubo hasta aproximadamente un cilindro. Reciben la radiación sobre la superficie de intercambio, la cual está unida a su vez con los tubos por donde circula el fluido caloportador. Suelen estar indicados para campos de heliostatos mayores, con potencias generadas elevadas, desde el cual se proyecta un campo de heliostatos circular. Al tener la superficie de intercambio en contacto con el exterior, a diferencia de los receptores de cavidad, las pérdidas por radiación, convección y reflexión al ambiente son mayores.

Pérdidas por conducción: Son las pérdidas producidas desde los tubos que conforman el receptor. El calor se transmite por el aislamiento y se originan las pérdidas por convección y radiación al ambiente.

Pérdidas por radiación: El receptor está a una temperatura máxima típica de 700 °C. Debido a que las pérdidas por radiación son proporcionales a la temperatura de la superficie elevada a la cuarta, a este nivel, las pérdidas por radiación son importantes.

Pérdidas por convección: Estas pérdidas dependen de la temperatura y velocidad del viento. A más velocidad, mayor turbulencia y, por lo tanto, incremento del coeficiente de película h , el cual es proporcional a las pérdidas por convección.

La torre

El receptor central está en altura, muy por encima del campo de heliostatos, para reducir las pérdidas geométricas (sombras y bloqueos entre heliostatos) y así aumentar el rendimiento de la planta. La altura de la torre es un parámetro importante a optimizar, desde el punto de vista económico (menores costes posibles) o técnico (mayor rendimiento de la planta). Las torres que sostienen el receptor se suelen construir de hormigón o estructuras prefabricadas de metal. Con facilidad, pueden superar los 150 metros.

Balance térmico de una planta de Torre

Para realizar el balance térmico de una planta de Torre Central, se empieza desde la potencia que entra al sistema, llamada comúnmente *Potencia Solar Disponible*. En este documento se le denotará *PSD*.

$$PSD = A_c \cdot DNI \quad (6)$$

$$A_c = A_h \cdot n \quad (7)$$

Donde A_c es el área de captación y n el número de heliostatos.

Esta potencia es la que llega directamente, y que idealmente (en ausencia de pérdidas) podría aprovecharse para el ciclo de potencia. En la realidad, se pierde en torno a un 50 o 60 % de la PSD.

Las pérdidas ópticas del campo son:

$$L_{opt} = L_{cos\theta} + L_{\rho} + L_s + L_b + L_{atm} + L_{spi} \quad (8)$$

Donde:

$L_{cos\theta}$ pérdidas por efecto coseno.

L_{ρ} pérdidas por reflectividad del heliostato.

L_s pérdidas por sombras.

L_b pérdidas por bloqueo.

L_{atm} pérdidas por atenuación atmosférica.

L_{spi} pérdidas por *spillage*.

La potencia en el receptor, será la Potencia Solar Disponible menos las pérdidas ópticas del campo de heliostatos:

$$P_{rec} = PSD - P_{opt} \quad (9)$$

Definiendo el rendimiento óptico del campo como:

$$\eta_{opt} = \frac{P_{rec}}{PSD} \quad (10)$$

La potencia absorbida por el receptor y transferida al fluido de trabajo será la potencia recibida en el receptor menos las pérdidas térmicas de éste:

$$P_{abs} = P_{rec} - L_{CV} - L_{RD} \quad (11)$$

Donde:

L_{CV} pérdidas por convección.

L_{RD} pérdidas por radiación.

También se puede volver a definir un rendimiento, en este caso el rendimiento térmico del receptor:

$$\eta_{rec} = \frac{P_{abs}}{P_{rec}} \quad (12)$$

La potencia térmica para el bloque de potencia será:

$$P_{BP} = P_{abs} - L_{alm} - L_{tub} \quad (13)$$

Donde:

L_{alm} pérdidas en el almacenamiento.

L_{tub} pérdidas en las tuberías.

La potencia eléctrica neta suministrada por la planta, será la potencia absorbida (térmica) multiplicada por el rendimiento del bloque de potencia y descontando los consumos parásitos de energía (autoconsumos de la planta):

$$P_e = P_{BP} \cdot \eta_{BP} - L_{par} \quad (14)$$

A esta potencia eléctrica se le suele descontar un pequeño porcentaje determinado por días de revisiones y mantenimiento de la planta (tuberías, válvulas, bloque de potencia...) durante el año. Este porcentaje se descuenta en el cómputo global de la energía generada en el año, pero al ser una relación lineal, se puede descontar matemáticamente en la potencia instantánea inyectada a la red. Este porcentaje suele representar un 4 % (aproximadamente 15 días sobre 365 días del año).

$$P_{gen} = (1 - f_m) \cdot P_e \quad (15)$$

El rendimiento eléctrico neto de la planta será:

$$\eta = \frac{P_{gen}}{P_{SD}} \quad (16)$$

Cuyo valor oscila entre un 15 % y un 20 %.

En la figura 16 se puede observar el campo de heliostatos, denotado por el número 1, el tanque frío y el caliente donde se almacena sales fundidas (2 y 4 respectivamente), la Torre Central con su receptor externo (3), el generador de vapor (5), los cuerpos de turbina (6), generador eléctrico (7) y transformador (8).



Figura 16. Esquema de una central termosolar de Torre Central. Central Gemasolar. [17]

2.3 Ciclo termodinámico utilizado en la generación eléctrica en centrales termosolares

Para producir energía eléctrica, antes hay que llevar a cabo una transformación de la energía solar, según un ciclo termodinámico determinado para el fluido encargado de recibir esa energía. Básicamente, se suelen utilizar dos fluidos de trabajo: vapor de agua y aire. Actualmente están en desarrollo centrales termosolares con CO₂ supercrítico [18], cuya tecnología de momento está fuera de la implantación a nivel comercial, y, por lo tanto, no se considerará en este documento.

Las variantes de estos ciclos son muy diversas, y dependen del diseño de la planta termosolar. Casi en la totalidad de los casos, es imposible saber el diseño del ciclo de una central en concreto, porque forma parte de información reservada de las empresas, por lo que aquí se va a proceder a realizar una revisión general de un ciclo de potencia tipo Rankine, el más utilizado en operación comercial.

En este ciclo, el agua previamente purificada llega a una bomba que aumenta la presión hasta un cierto valor fijado, típicamente en centrales subcríticas entre 40 bar y 160 bar. Más tarde, al agua se le aporta calor proveniente de la concentración solar, lo cual aumenta en gran medida su entalpía, llegando en algunos casos a vapor saturado, y en otros hasta vapor recalentado. Ese vapor, también llamado vapor vivo, es el que se llevará a la turbina para la producción eléctrica mediante un generador eléctrico. Finalmente, cuando el vapor ha alcanzado la salida de la turbina, y por lo tanto su presión de condensación, típicamente entre 0.05 bar y 0.1 bar, se lleva a un condensador (condensado por aire, evaporativo, con agua de río, mar...etc.) el cual evacuará todo el calor necesario para volver a llevar el vapor de agua a estado líquido, para así volverlo a impulsar de nuevo.

En la figura 17 se puede observar el esquema típico de una central termosolar de tecnología de Colectores Cilindro Parabólicos. El esquema es muy parecido al de una central de vapor convencional de combustible fósil, salvo la clara diferencia de la generación de energía térmica por concentración de la radiación solar en lugar de combustibles fósiles. Se va a explicar el funcionamiento desde dos puntos de vista: desde el camino del fluido de trabajo, y desde el recorrido que sigue el agua.

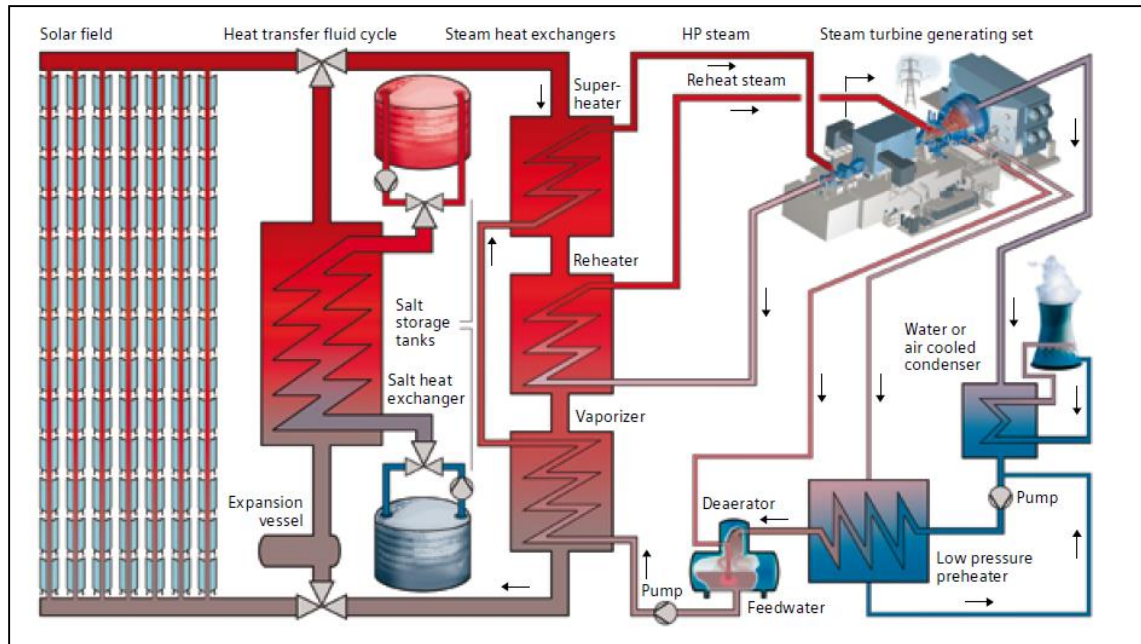


Figura 17. Esquema planta termosolar CCP. [19]

Recorrido del fluido de trabajo

Tras ser calentado el fluido de trabajo en el sistema de concentración (tubo absorbedor en CCP o el receptor en tecnología de Torre Central), puede pasar a un intercambiador de calor de sales fundidas-fluido de trabajo. Del tanque caliente o directamente del campo solar, se lleva al generador de vapor, donde el primer paso es el sobrecalentador de vapor, para aprovechar las altas temperaturas del fluido de trabajo. El segundo paso, es el recalentamiento intermedio, y, por último, el evaporador. Tras esto, el fluido de trabajo ha cedido todo el calor necesario para producir vapor.

Recorrido del agua-vapor

El camino del agua empieza en la alimentación. De ahí se lleva al desgasificador (para eliminar gases no condensables indeseados en las instalaciones de vapor), calentado con una extracción de la turbina. Luego, se eleva la presión mediante una bomba que alimenta al evaporador hasta llegar al sobrecalentador, siendo el vapor vivo del cuerpo de alta presión de la turbina. Una vez expandido el vapor en el cuerpo de alta, se lleva al recalentamiento intermedio. Este paso es importante en las turbinas de vapor, si se hace un recalentamiento, se gana un mayor salto de entalpía para la siguiente expansión y lo que es más importante, se evita que en la condensación de la turbina haya problemas de humedad (título de vapor bajo) que dañan en particular el último escalonamiento (el más torsionado y de mayor tamaño, por lo que es el más perjudicado). Este hecho se puede observar en la figura 18.

Después del recalentamiento, se extrae parte del vapor para el precalentador de baja presión, y por último se expande el resto del vapor en el cuerpo de baja presión. Para seguir con el ciclo, se lleva al condensador (refrigerado por torre de refrigeración o por circulación forzada de aire).

Después de la salida del condensador, empieza otra vez el ciclo comentado.

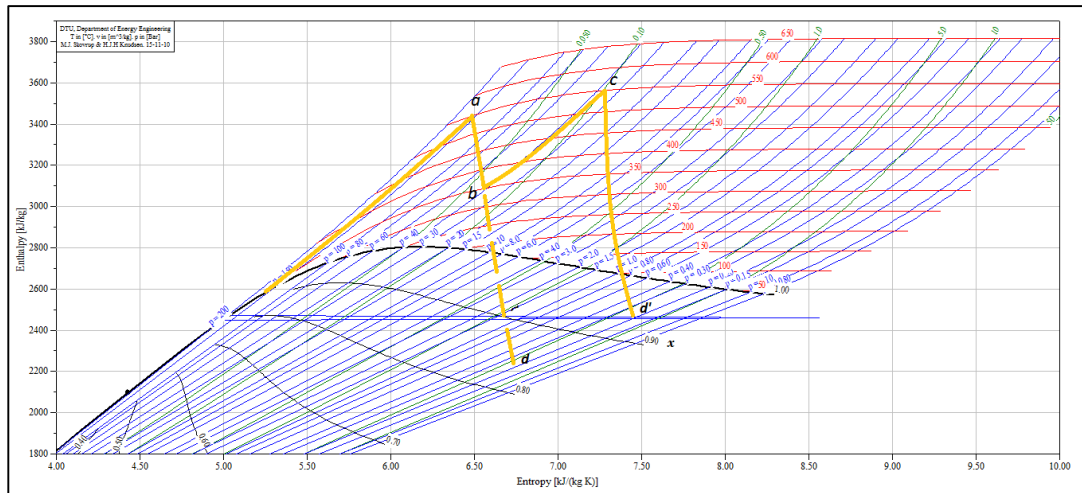


Figura 18. Ejemplo del efecto beneficioso del recalentamiento. [20]

2.4 Almacenamiento en centrales termosolares

El gran inconveniente de las energías renovables, es la variabilidad de los recursos. Cuando se tiene un pico de producción no suele estar correspondido con el pico de demanda. En el caso de la tecnología termosolar, cuando la radiación solar no está disponible, como por ejemplo en días nublados, no se dispone de suficiente radiación solar para asegurar una calidad aceptable del vapor o potencia térmica mínima para producir energía. La turbina, y por ende la planta termosolar, no tendrá más remedio que parar su producción, con la consiguiente interrupción de inyección de energía eléctrica a la red. Adicionalmente, este hecho provoca sucesivas paradas y arranques de turbina, las cuales merman en gran medida la vida útil del bloque de potencia. Igualmente ocurre con las horas nocturnas, cuando se tiene mayor demanda de energía y nula producción. Este gran inconveniente es el que intenta solucionar el almacenamiento en centrales termosolares.

El almacenamiento tiene como consecuencia una mayor gobernabilidad sobre la planta y estabilidad en cuanto a la producción, ayudando a mantener constante la energía térmica de entrada al ciclo de potencia y llevándolo a valores de rendimiento mejores, evitando cargas parciales en los cuerpos de turbina.

Aunque el intercambio de calor pueda producir pérdidas (ningún intercambiador de calor podrá tener eficiencia igual a 1), generar vapor mediante el intercambio de calor con un fluido caloportador que se pueda almacenar, independientemente de la tecnología para concentrar la radiación solar, está justificado. Hoy en día no se suele concebir una planta termosolar sin almacenamiento. Como contrapartida, también hay que destacar el sobredimensionado del campo solar, ya que parte de la energía proveniente del campo solar irá destinado al almacenamiento y no a la producción directa de energía eléctrica. Este efecto se cuantifica mediante la definición del denominado múltiplo solar:

$$\text{Múltiplo Solar} = \frac{\text{Energía térmica a la salida del receptor}}{\text{Energía térmica a la entrada del bloque de potencia}} \quad (17)$$

Lógicamente, si la planta termosolar diseñada tiene más cantidad de horas de almacenamiento, el múltiplo solar será mayor. En sistemas sin almacenamiento debe ser cercano o igual a 1.

La utilización del almacenamiento en centrales termosolares es una de las grandes ventajas de esta tecnología frente a otras renovables como la fotovoltaica o la eólica, donde el uso de baterías es mucho menos común.

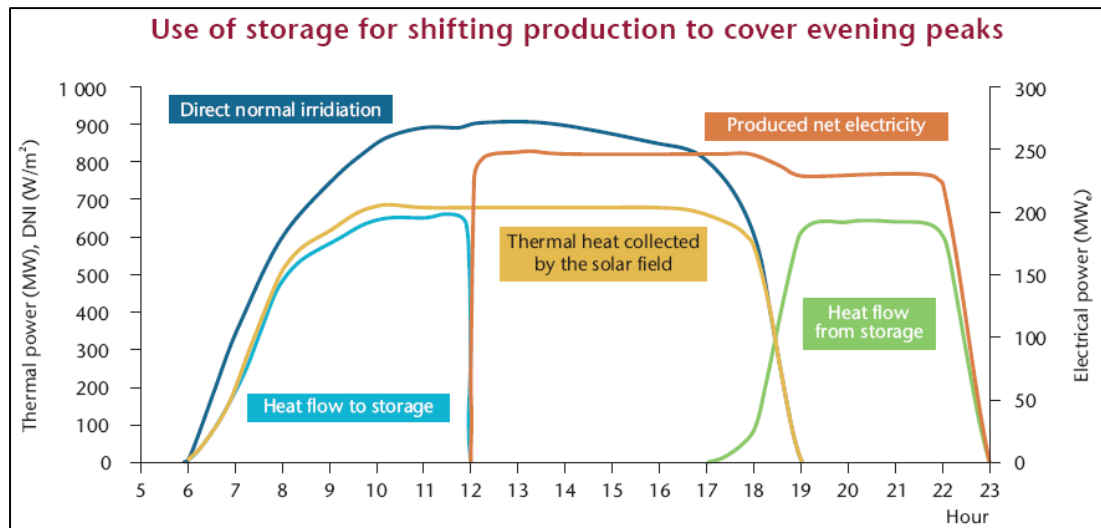


Figura 19. Efecto del uso del almacenamiento durante el día. [21]

Otro aspecto importante en esta tecnología es el fluido caloportador a utilizar. Por ejemplo, en el caso de tecnología de Torre Central, donde se suele utilizar sales fundidas, éstas deben cumplir unos requisitos que deben asegurar:

- Alta capacidad térmica (para reducir el volumen o masa de fluido caloportador).
- Alta conductividad térmica (para lograr un efectivo intercambio de calor entre el fluido de trabajo y el fluido caloportador).
- Alta densidad (para que una masa determinada tenga volumen reducido, ahorrando en tamaño y costes de construcción de los tanques de almacenamiento).
- Estable químicamente.
- Reversibilidad para altos números de ciclos de carga y descarga (no degradación inmediata).

Estas sales fundidas suelen ser mezclas de nitratos (sodio, potasio...).

Actualmente se está intentando demostrar la viabilidad para receptores de metales líquidos, como el sodio, el plomo o el estaño, aunque no están presentes en ningún caso a escala comercial. [22]

Utilizar sales fundidas obliga a controlar de manera estricta su temperatura. Nunca deberían congelarse, puesto que producirían bloqueos en las tuberías. Para evitarlo, deben estar equipadas con resistencias eléctricas que permitan calentar las tuberías. La temperatura de congelación típicamente oscila entre 200 y 300 °C en mezcla de sales fundidas. Los tanques pueden ser dobles (uno caliente y otro frío, donde se producirá la transferencia de calor de uno a otro) o tanque único (termoclina).

Tecnología de dos tanques

En el caso de la tecnología de Torre Central, del depósito caliente parten las sales fundidas entre 390 °C y 565 °C a un intercambiador de calor (generador de vapor) por el cual se hace pasar el agua para su evaporación (y en muchos casos recalentamiento). En este intercambiador se produce el salto térmico diseñado, y una vez cedido todo el calor posible, las sales enfriadas vuelven al tanque frío, donde típicamente se encuentran a 290 °C. Una vez agotado el almacenamiento, se espera a poder reanudar con la recarga de los tanques. La estrategia seguida es hacerlo por la mañana, antes de producir a plena potencia en las horas centrales del día, cuando más radiación se recibe y mayor es el rendimiento óptico del campo, por la alta elevación solar. Del depósito frío se impulsan las sales fundidas hacia el receptor de la torre para así continuar con la recarga del almacenamiento.

En el caso de la tecnología CCP, existe un intercambiador aceite-sales, por lo que el salto de temperatura en ese intercambiador es menor que en el caso de tecnología de Torre Central, debido a que las temperaturas máximas alcanzables en el aceite térmico son menores, por la degradación que sufre. Es

fácil darse cuenta de que a igual cantidad de horas de almacenamiento en tecnología de Torre Central y CCP, los tanques de almacenamiento deberán ser mayores en el segundo caso, pues el salto térmico es menor, y para conseguir la misma energía transferida hay que bombear una mayor cantidad de sales:

$$Q = m_{sales} C_{p_{sales}} \Delta T = \rho_{sales} V_{sales} C_{p_{sales}} \Delta T \quad (18)$$

El valor de la energía almacenada en los tanques se suele ofrecer como la cantidad de horas que el ciclo va a poder operar a plena potencia bajo el aporte de energía del almacenamiento. Como ejemplo, y para mayor comprensión del concepto de horas de almacenamiento:

Si una planta a plena potencia ofrece 50 MW, y el bloque de potencia tiene un rendimiento de aproximadamente el 40 %, se tiene como entrada al bloque una energía térmica de:

$$\eta_{th} = \frac{\text{Potencia eléctrica generada por el bloque de potencia}}{\text{Potencia térmica de entrada al bloque de potencia}} \quad (19)$$

$$\text{Potencia térmica de entrada al bloque de potencia} = 125 \text{ MWt}$$

Si se quieren tener 6 horas de almacenamiento, la energía total en el almacenamiento deberá ser de 750 MWt · h. En función de los valores de la densidad y calor específico de las sales, se tendrá una masa necesaria para esa cantidad de energía dentro del almacenamiento, y se podrá saber qué volumen de sales es necesario para poder dimensionar los tanques.

Tanque termoclina

En este tipo de almacenamiento se produce la separación del fluido caliente y frío por diferencia de densidades (estratificación). Existen tres regiones diferenciadas, la superior o caliente, la inferior o fría, y otra en la que la temperatura varía bruscamente, llamada termoclina. El movimiento se asegura gracias a que el fluido caliente fluye por la parte superior del tanque. Para favorecer el proceso de estratificación, se utilizan materiales de relleno como la arena de sílice. La ventaja de este método es la reducción de costes de inversión y la mayor simplicidad de construcción, ya que, en vez de construir dos tanques, se tiene solo uno.

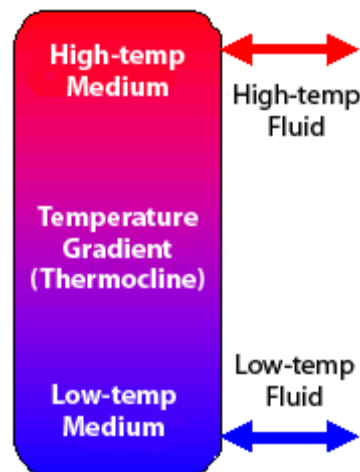


Figura 20. Esquema de un tanque termoclina. [23]

4 Plantas bajo estudio y características

4.1 Planta con Torre Central

La primera planta que se utilizará en el presente estudio, es una central termosolar de Torre. Tendrá las siguientes características:

1) Campo de heliostatos

- Dimensiones de cada heliostato: 11.42 x 10.42 m (ancho x alto).
- Reflectividad del heliostato: 0.94.
- Factor de área efectiva: 0.9729.
- Campo circular con Torre Central.
- Número de facetas en horizontal: 6.
- Número de facetas en vertical: 4.

2) Torre y receptor

- Altura de la torre: 170 m. Dato de partida. Valor que se optimizará con SAM.
- Tipo de receptor: Externo.
- Altura y diámetro receptor: 20 m y 16 m. Dato de partida. Valor que se optimizará con SAM.
- Número de paneles del receptor: 20 paneles.
- Diámetro exterior de los tubos del receptor: 40 mm.
- Espesor de los tubos del receptor: 1.25 mm.
- Material de los tubos del receptor: Acero AISI 316.
- Horas necesarias para la puesta en marcha del receptor: 0.2 horas.
- Fracción de energía necesaria para la puesta en marcha del receptor 0.25.
- Múltiplo solar: 1.8. Dato de partida. Valor que se optimizará con SAM.
- Absortividad del receptor: 0.93.
- Máximo flujo de calor incidente: 1000 kWt/m².

3) Ciclo de potencia

- Potencia eléctrica bruta (sin contar parásitos): 111 MWe.
- Potencia eléctrica neta: 100 MWe.
- Rendimiento del ciclo: 42 %.
- Temperatura del fluido caloportador a la entrada de la turbina: 565 °C.
- Temperatura de salida del fluido caloportador de turbina: 290 °C.
- Presión de operación de la caldera: 166 bar.
- Temperatura del vapor vivo: 553 °C.
- Fracción de *blowdown*: 0.016.
- Mínima temperatura del fluido caloportador (*HTF*) para empezar el ciclo: 500 °C.
- Tiempo en *standby* cuando hay poco recurso solar: 2 horas (entrando en *standby* no se produce energía eléctrica, pero la turbina puede arrancar rápidamente porque sigue caliente, a diferencia de cuando arranca en frío).
- Fracción de potencia térmica para entrar en *standby*: 0.2.
- Tiempo de arranque del bloque de potencia: 0.5 horas.
- Fracción de potencia térmica mínima necesaria para arrancar turbina: 0.5.
- Fracción de carga mínima de operación en turbina: 0.25.
- Fracción de carga máxima de operación en turbina: 1.05.
- Control de la turbina: Presión fija.

- Tipo de condensación: Condensación por aire.
- Mínima presión del condensador: 0.09 bar.
- Temperatura de condensación de diseño: 30 °C.

4) Almacenamiento

- Tipo de almacenamiento: dos tanques (uno frío y otro caliente).
- Composición química de las sales: 60 % NaNO₃ 40 % KNO₃.
- Número de horas de almacenamiento: 8 h.
- Altura y diámetro de los tanques: 20 x 23.75 m.
- Metros cúbicos del tanque: 8861.75 m³.
- Mínima altura del fluido permitida en los tanques: 1 m.
- Mínimo volumen de fluido de almacenamiento: 443 m³.
- Máximo volumen de fluido de almacenamiento: 8418.5 m³.
- Coeficiente de pérdidas: 0.4 W/m²K.
- Mínima temperatura permitida en el tanque frío: 280 °C.
- Mínima temperatura permitida en el tanque caliente: 500 °C.
- Rendimiento térmico de los tanques: 0.99.
- Control del almacenamiento: Ver figura 22.

El *periodo "1"* coincide con las horas centrales del día en los meses de verano, donde la turbina operará un 5 % por encima de la potencia nominal. Es la época del año donde se dispone de mayor radiación solar. Cuando el almacenamiento esté totalmente cargado, se podrá proceder a aumentar en un 5% la potencia de la turbina, en periodos cortos. Cuando el campo de heliostatos provea de suficiente energía, y ésta sobre para el bloque de potencia, se recargarán los tanques. El *periodo "2"* se define como el resto del año. La turbina operará a su potencia nominal, y el almacenamiento será controlado de la misma manera que en el periodo "1". Se ha optado por esta forma simplificada porque no va a provocar cambios en cuanto a los resultados.

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Feb	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Mar	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Apr	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
May	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Jun	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Jul	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Aug	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Sep	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Oct	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nov	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Figura 22. Control del almacenamiento según dos periodos. [12]

5) Consumos parásitos de energía

- Rendimiento de la bomba del fluido caloportador del receptor: 0.85
- Trabajo específico de las bombas de sales fundidas hacia el bloque de potencia: 0.55 kJ/kg
- Potencia para mover el heliostato: 0.055 kWe.
- Energía para empezar a mover el heliostato antes de la producción: 0.025 kWe.

4.2 Planta con Colectores Cilindro Parabólicos

En primer lugar, se debe definir cómo se diseñará la planta. SAM permite dos opciones: la primera, en la que se puede variar el múltiplo solar para asegurar un LCOE mínimo, y la segunda opción, en la que se permite introducir el área de apertura del campo de colectores. Se opta por optimizar el múltiplo solar de nuevo, resultando:

1) Campo solar

- Múltiplo solar: 2. Valor que se optimizará con SAM.
- Subsecciones del campo: 4.
- Espacio entre filas: 15 m.
- Rendimiento bomba HTF: 0.85.
- Temperatura de protección frente al congelamiento: 100 °C.
- DNI de diseño: 850 W/m².
- Desenfoque parcial: secuencial.
- Tipo HTF: *Therminol VP-1*.
- Temperatura de entrada y salida HTF al lazo: 293 y 391 °C.
- Mínimo y máximo flujo másico en lazo: 1 y 12 kg/s.
- Mínima y máxima velocidad del HTF: 2 y 3 kg/s.
- Orientación colectores: azimut. 0° e inclinación "tilt", 0°.
- Número de lavados por año: 52 (1 lavado semanal).
- Cantidad de agua usada: 0.7 l/m² de apertura.
- Número de conjuntos por lazo: 4.

2) Bloque de potencia

- Potencia eléctrica: 111 MWe.
- Potencia eléctrica neta: 100 MWe.
- Rendimiento térmico ciclo: 39 %.
- Presión caldera: 100 bar.
- Fracción de *blowdown*: 0.02.
- Refrigeración por aire.
- Mínima temperatura para arranque: 300 °C.
- Temperatura de diseño: 35 °C.

3) Almacenamiento

- 8 horas de almacenamiento.
- HTF en almacenamiento: 60 % NaNO₃ 40 % KNO₃.
- Altura tanque: 20 m.
- Mínima altura del HTF: 1 m.
- Temperatura mínima HTF en tanque frío y caliente: 250 y 365 °C.

- Eficiencia tanques: 98 %.
- Cercanía con intercambiador para lado frío y caliente: 5 y 5 °C. (95 % efectividad).

4) Colectores

- Tipo: *EuroTrough ET150*.
- Área de apertura reflectiva: 817.5 m².
- Ancho de la estructura: 5.75 m.
- Número de módulos por conjunto: 12.
- Longitud del conjunto: 150 m.
- Absortividad: 0.95.
- Factor de ensuciamiento: 0.94.
- Errores “tracking” y óptico general: 0.97 y 0.99.
- Factor de auto sombra (*autoshading*): 0.967.
- Factor de disponibilidad: 0.94.

5) Receptores

- Tipo: Schott PTR70 2008.
- Flujo tubular.
- Material absorbedor: 304L.
- Diámetro interior y exterior del absorbedor: 0.066 y 0.07 m.
- Diámetro interior y exterior del vidrio: 0.115 y 0.12 m.
- Rugosidad interna: 4.5e-5 m.

* Se utilizan sales en el almacenamiento porque es prohibitivo económicamente el uso de aceite debido a la cantidad necesaria para llenar los tanques.

5 Metodología seguida

La metodología ha sido:

- Recepción de datos de radiación de 34 años en formato de una hoja *Excel* (.xlsx).
- División en 34 archivos diferentes para 34 simulaciones.
- Conversión de datos Excel a formato *TMY3* (.csv).
- Generación de datos faltantes con *Meteonorm 6.1* para completar la base de datos.
- Rellenado de datos faltantes en el formato *TMY3* (.csv).
- Simulación de cada año por separado.
- Análisis de los resultados.

El formato *TMY3*, es un formato separado por comas (.csv) utilizado para la simulación de años tipo (*Typical Meteorological Year*). Un *TMY3* tiene este aspecto:

```
Source,Location ID,City,State,Country,Latitude,Longitude,Time Zone,Elevation
TMY3,726830,Burns Municipal Arpt [uo],OR,USA,43.520000,-119.020000,-8,1271
Year,Month,Day,Hour,GHI,DNI,DHI,Tdry,Twet,RH,Pres,wspd,wdir,Albedo
1991,1,1,0,0,0,0,-7.8,-12.2,68,880,1,150,0.4
1991,1,1,1,0,0,0,-6.9,-11.3,68,880,1,150,0.4
1991,1,1,2,0,0,0,-6.3,-10.5,69,880,2.5,180,0.4
1991,1,1,3,0,0,0,-6.7,-10.75,880,3.1,220,0.4
1991,1,1,4,0,0,0,-6.7,-9.9,76,880,1,150,0.4
1991,1,1,5,0,0,0,-6.8,-10.76,880,1,150,0.4
1991,1,1,6,0,0,0,-7.2,-10.5,75,880,1,150,0.4
1991,1,1,7,6,25,5,-8,-11.8,71,880,2.5,20,0.4
1991,1,1,8,75,176,50,-8.2,-12.71,880,1,150,0.4
1991,1,1,9,210,533,71,-7.8,-12.2,68,880,1,150,0.4
1991,1,1,10,315,592,110,-5.4,-11.3,60,880,0.8,130,0.4
1991,1,1,11,354,649,100,-3.3,-10.7,53,880,0.7,100,0.4
1991,1,1,12,356,642,105,-1.4,-10.4,46,880,0.5,80,0.4
1991,1,1,13,298,560,104,0.1,-10.2,41,879,0.3,50,0.4
1991,1,1,14,210,488,83,1.1,-9.9,40,879,0.2,30,0.4
1991,1,1,15,85,264,48,1.7,-10,38,879,0,0,0.4
1991,1,1,16,5,27,4,-0.2,-10.4,42,879,0,0,0.4
1991,1,1,17,0,0,0,-1.6,-10.8,45,879,0.1,340,0.4
1991,1,1,18,0,0,0,-2.5,-11.2,47,879,0.1,330,0.4
1991,1,1,19,0,0,0,-3.3,-11.4,49,879,0.1,320,0.4
1991,1,1,20,0,0,0,-3.9,-11.5,52,880,0.1,320,0.4
1991,1,1,21,0,0,0,-4.6,-11.7,54,880,0.2,310,0.4
1991,1,1,22,0,0,0,-5.1,-11.9,55,880,0.2,300,0.4
1991,1,1,23,0,0,0,-5.7,-12.1,57,880,0.2,290,0.4
1991,1,2,0,0,0,0,-6.1,-12.1,59,880,0.3,280,0.4
1991,1,2,1,0,0,0,-6.6,-12.2,61,880,0.3,270,0.4
1991,1,2,2,0,0,0,-7.1,-12.2,64,881,0.3,260,0.4
1991,1,2,3,0,0,0,-7.5,-12.3,65,881,0.3,250,0.4
1991,1,2,4,0,0,0,-8,-12.4,68,881,0.4,240,0.4
1991,1,2,5,0,0,0,-8.5,-12.5,70,881,0.4,240,0.4
1991,1,2,6,0,0,0,-9,-12.7,72,881,0.4,230,0.4
1991,1,2,7,6,56,4,-9.1,-12.5,74,881,0.4,220,0.4
```

Figura 23. Ejemplo de formato TMY3. [12]

Las dos primeras líneas corresponden a la información básica del emplazamiento:

- Código identificador del lugar, el cual se puede encontrar en la base de datos del NREL.
- Nombre de la estación.
- Estado en el que se encuentra la estación (en Estados Unidos son dos letras mayúsculas).
- Hora GMT de la estación.
- Latitud y longitud de la estación.
- Elevación sobre el nivel del mar de la estación (m).

En las sucesivas líneas, se recoge la información de los parámetros abajo indicados, durante 8 760 horas que tiene un año. Entendido como un año 365 días con 24 horas (no se incluye el día de los años bisiestos).

- GHI (W/m²).
- DNI (W/m²).

- DHI (W/m^2).
- Temperatura de bulbo seco y bulbo húmedo ($^{\circ}\text{C}$).
- Humedad relativa (%).
- Presión atmosférica (mbar).
- Velocidad del viento (m/s).
- Dirección del viento ($^{\circ}$).
- Albedo (sin unidad). [25]

Los datos de 34 años medidos incluyen temperatura de bulbo seco, *DNI* y *GHI*. Estos son los parámetros más importantes a la hora de simular de producción de una central termosolar. Sin embargo, hay otros también importantes porque son imprescindibles para el cálculo o para la optimización de algún sistema de la planta. Estos parámetros son: la temperatura de bulbo húmedo (para utilizar condensación por torre de refrigeración), la dirección y la velocidad del viento. Este último es un dato a tener en cuenta, pues si llega a ser alto podría dañar los heliostatos o colectores y estos deben protegerse y parar la producción. Un lugar con velocidad de viento elevada durante muchas horas al año no sería recomendable para instalar un campo de heliostatos, que tuvieran que parar con frecuencia.

Estos datos mencionados no se incluían en el archivo Excel, por lo que se encontró un primer problema a la hora de simular. Para solucionar este contratiempo, se optó por calcular esos valores faltantes mediante *Meteonorm*, un programa meteorológico que, mediante una entrada de datos, obtiene como salida valores de otros parámetros climatológicos, para poder rellenar los datos vacíos del archivo TMY3 de simulación. Sin que refleje la realidad medida, es una buena aproximación a lo que sería tener datos reales, y se puede salvar el problema encontrado. No se desvirtúan las conclusiones que se puedan obtener del análisis de los resultados, pues los datos principales para la producción son la *GHI*, *DNI* y temperatura del bulbo seco, y estos sí están realmente medidos.

La versión de *Meteonorm* utilizada ha sido la 6.1. Ésta permite introducir una ubicación determinada, si no estuviera en la base de datos del programa. En este caso no estaba, y se generó con la información de latitud, longitud y elevación, y se llamó “Burns”.

Tras definir la ubicación, el programa pide la entrada de datos, mediante un archivo en extensión “.dat”. Había que generar 34 archivos (uno por año), como entrada. Cada archivo se llamó “*Input_XXXX.dat*”, donde XXXX es el año correspondiente. En la figura 24 se observa lo que había que dar como entrada:

Columna 1: Mes del año

Columna 2: Día del mes

Columna 3: Hora del día

Columna 4: Irradiancia global horizontal (*GHI*)

Columna 5: Temperatura del bulbo seco del aire.

Con esta entrada de datos, *Meteonorm* es capaz de ofrecer los valores que faltan, de forma aproximada. Acto seguido, se tuvo que elegir la salida de datos que se necesitaban para completar el formato TMY3. Estos eran:

Temperatura de bulbo húmedo del aire ($^{\circ}\text{C}$), humedad relativa (%), presión atmosférica (mbar), velocidad del viento (m/s), dirección del viento ($^{\circ}$).

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
1	1	1	0	-5.8
1	1	2	0	-5.3
1	1	3	0	-4.6
1	1	4	0	-4.2
1	1	5	0	-3.5
1	1	6	0	-1.9
1	1	7	0	-2.9
1	1	8	9.3	-3.4
1	1	9	95.3	-2.3
1	1	10	189.6	-1.1
1	1	11	264.3	-0.6
1	1	12	357.7	-0.2
1	1	13	274.9	0.4
1	1	14	184	0.3
1	1	15	117.8	0.2
1	1	16	42.1	0
1	1	17	6.2	-0.1
1	1	18	0	0.2
1	1	19	0	0.2
1	1	20	0	0.3
1	1	21	0	0.3
1	1	22	0	0.4
1	1	23	0	0.1
1	1	24	0	0
1	2	1	0	0.4
1	2	2	0	0.6
1	2	3	0	0.8
1	2	4	0	0.9
1	2	5	0	0.5
1	2	6	0	0.5
1	2	7	0	0.8
1	2	8	9.5	1.1

Figura 24. Formato de entrada de datos a *Meteonorm 6.1* correspondiente al año 2002.

Tras proceder al cálculo, se genera en *Meteonorm* un archivo de salida también en formato “.dat”, el cual se nombra como “*Output_XXXX.dat*”, donde XXXX vuelve a ser el año correspondiente. Un ejemplo de ese formato recibido del año 2002 es el que se puede ver en la figura 25.

Output_2002.dat: Bloc de notas

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda								
2002	1	1	1	0	-5.8	-6.4	88	1.2	128	867	0.0	
2002	1	1	2	0	-5.3	-6.0	86	0.7	162	867	0.0	
2002	1	1	3	0	-4.6	-5.7	79	0.5	204	867	0.0	
2002	1	1	4	0	-4.2	-5.5	76	0.8	265	867	0.0	
2002	1	1	5	0	-3.5	-5.1	71	0.8	218	867	0.0	
2002	1	1	6	0	-1.9	-3.9	65	1.2	207	867	0.0	
2002	1	1	7	0	-2.9	-4.6	68	0.8	231	867	0.0	
2002	1	1	8	9	-3.4	-5.1	69	1.6	192	867	3.8	
2002	1	1	9	95	-2.3	-4.2	67	1.2	169	867	8.0	
2002	1	1	10	190	-1.1	-3.3	63	3.3	253	867	15.2	
2002	1	1	11	264	-0.6	-3.3	57	2.5	95	867	20.4	
2002	1	1	12	358	-0.2	-2.9	56	2.1	181	867	23.1	
2002	1	1	13	275	0.4	-2.5	56	2.5	145	867	23.1	
2002	1	1	14	184	0.3	-1.4	73	3.0	103	867	20.2	
2002	1	1	15	118	0.2	-2.5	58	2.3	100	867	15.0	
2002	1	1	16	42	0.0	-2.4	63	3.6	176	867	7.7	
2002	1	1	17	6	-0.1	-2.3	66	2.3	81	867	3.5	
2002	1	1	18	0	0.2	-2.0	66	2.7	155	867	0.0	
2002	1	1	19	0	0.2	-2.0	65	1.8	97	867	0.0	
2002	1	1	20	0	0.3	-1.9	66	2.0	146	867	0.0	
2002	1	1	21	0	0.3	-1.9	66	2.0	159	867	0.0	
2002	1	1	22	0	0.4	-1.9	64	1.0	120	867	0.0	
2002	1	1	23	0	0.1	-2.5	60	0.5	175	867	0.0	
2002	1	1	24	0	0.0	-2.4	63	0.5	171	867	0.0	
2002	1	2	1	0	0.4	-2.2	60	0.6	202	867	0.0	
2002	1	2	2	0	0.6	-2.1	58	2.1	175	867	0.0	
2002	1	2	3	0	0.8	-1.9	59	3.3	145	867	0.0	
2002	1	2	4	0	0.9	-1.8	59	3.0	65	867	0.0	
2002	1	2	5	0	0.5	-0.9	78	3.6	97	867	0.0	
2002	1	2	6	0	0.5	-0.6	83	2.5	80	867	0.0	
2002	1	2	7	0	0.8	-0.3	83	3.1	142	867	0.0	
2002	1	2	8	10	1.1	-0.1	83	1.2	74	866	3.8	

Figura 25. Formato de salida de datos calculados por *Meteonorm 6.1* correspondiente al año 2002.

Donde cada columna es:

Columna 1, 2, 3 y 4: Año, mes, día y hora.

Columna 5, 6 y 7: GHI, temperatura de bulbo seco y húmedo del aire.

Columna 8: Humedad relativa del aire.

Columna 9 y 10: Velocidad y dirección del viento.

Columna 10: Presión atmosférica.

Columna 12: Elevación solar.

Nótese el redondeo que efectúa *Meteonorm* en la columna de la *GHI*. Realmente, esa columna no se utilizará en el archivo final, pues el valor exacto que interesa es la *GHI* medida. Todas las transformaciones de columnas se han hecho con una hoja *Excel*, en la que se adaptaba el formato de entrada “*Input*” a *Meteonorm* y “*Output*” para obtener las columnas en el formato *TMY3* que se necesita para simular con *SAM*. Además, faltan dos parámetros:

La irradiancia difusa, se calcula mediante la elevación solar, la global, y la directa medidas:

$$DHI = GHI - DNI \cdot \sin\left(ElevaciónSolar \frac{\pi}{180}\right) \quad (20)$$

Y el albedo, al que se le ha supuesto la misma variación durante el año, para todos los años, entre valores aproximadamente de 0.15 a 0.2.

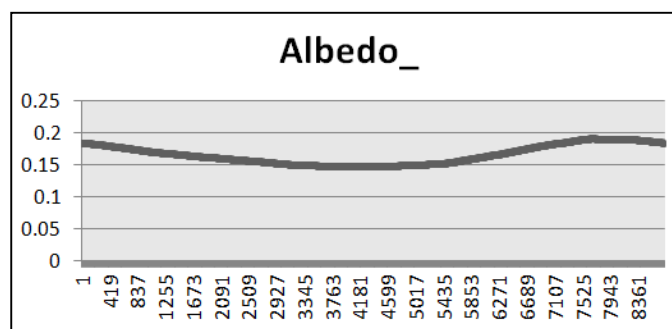


Figura 26. Variación anual del albedo.

Este procedimiento se tuvo que repetir treinta y cuatro veces, para completar los archivos en formato *TMY3*. Para convertir esa hoja de cálculo de *Excel* se guardó cada año en formato “.csv (delimitado por comas)”, y finalmente, ya estaba adaptado y relleno cada archivo necesario para la simulación. Un ejemplo del archivo *TMY3* del año 2002, se puede observar en la siguiente imagen:

```

2002.csv: Bloc de notes
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
Source,Location ID,City,State,Country,Latitude,Longitude,Time Zone,Elevation
TMY3,726830,Burns,OR,USA,43.52,-119.02,-8,1271
Year,Month,Day,Hour,GHI,DNI,DHI,Tdry,Twet,RH,Pres,Wspd,Wdir,Albedo
2002,1,1,0,0,0,-5.8,-6.4,88,867,1.2,128,0.1840417
2002,1,1,1,0,0,0,-5.3,-6.86,867,0.7,162,0.1840417
2002,1,1,2,0,0,0,-4.6,-5.7,79,867,0.5,204,0.1840417
2002,1,1,3,0,0,0,-4.2,-5.5,76,867,0.8,265,0.1840417
2002,1,1,4,0,0,0,-3.5,-5.1,71,867,0.8,218,0.1840417
2002,1,1,5,0,0,0,-1.9,-3.9,65,867,1.2,207,0.1840417
2002,1,1,6,0,0,0,-2.9,-4.6,68,867,0.8,231,0.1840417
2002,1,1,7,9,3,0,6.9,-3.4,-5.1,69,867,1.6,192,0.1840417
2002,1,1,8,9,3,6,2,86,-2.3,-4.2,67,867,1.2,169,0.1840417
2002,1,1,9,18,9,6,10,8,187,-1.1,-3.3,63,867,3.3,253,0.1840417
2002,1,1,10,26,4,3,51,8,246,-0.6,-3.3,57,867,2.5,95,0.1840417
2002,1,1,11,35,7,7,106,3,316,-0.2,-2.9,56,867,2.1,181,0.1840417
2002,1,1,12,27,4,9,80,3,243,0.4,-2.5,56,867,2.5,145,0.1840417
2002,1,1,13,18,4,0,4,184,0.3,-1.4,73,867,3,103,0.1840417
2002,1,1,14,11,7,8,0,118,0.2,-2.5,58,867,2.3,100,0.1840417
2002,1,1,15,42,1,0,42,0,-2.4,63,867,3.6,176,0.1840417
2002,1,1,16,6,2,0,6,-0.1,-2.3,66,867,2.3,81,0.1840417
2002,1,1,17,0,0,0,0,0.2,-2.66,867,2.7,155,0.1840417
2002,1,1,18,0,0,0,0,0.2,-2.65,867,1.8,97,0.1840417
2002,1,1,19,0,0,0,0,0.3,-1.9,66,867,2,146,0.1840417
2002,1,1,20,0,0,0,0,0.3,-1.9,66,867,2,159,0.1840417
2002,1,1,21,0,0,0,0,0.4,-1.9,64,867,1,120,0.1840417
2002,1,1,22,0,0,0,0,0.1,-2.5,60,867,0.5,175,0.1840417
2002,1,1,23,0,0,0,0,-2.4,63,867,0.5,171,0.1840417
2002,1,2,0,0,0,0,0.4,-2.2,60,867,0.6,202,0.1837765
2002,1,2,1,0,0,0,0.6,-2.1,58,867,2.1,175,0.1837765
2002,1,2,2,0,0,0,0.8,-1.9,59,867,3.3,145,0.1837765
2002,1,2,3,0,0,0,0.9,-1.8,59,867,3.65,0.1837765
2002,1,2,4,0,0,0,0.5,-0.9,78,867,3.6,97,0.1837765
2002,1,2,5,0,0,0,0.5,-0.6,83,867,2.5,80,0.1837765
2002,1,2,6,0,0,0,0.8,-0.3,83,867,3.1,142,0.1837765
2002,1,2,7,9,5,0,10,1.1,-0.1,83,866,1.2,74,0.1837765
2002,1,2,8,56,4,5,9,56,1.1,-0.1,83,866,1.6,174,0.1837765
2002,1,2,9,13,3,5,22,128,1.1,-0.3,78,866,1.3,136,0.1837765
2002,1,2,10,20,8,2,16,3,203,1.3,-0.2,78,866,1.8,147,0.1837765
2002,1,2,11,19,6,5,0,3,196,1.7,0.2,78,866,1.166,0.1837765
2002,1,2,12,20,4,1,0,204,1.7,0.2,78,866,2.1,176,0.1837765
2002,1,2,13,19,4,8,0,3,195,1.3,-0.2,78,867,2.5,151,0.1837765
  
```

Figura 27. Formato TMY3 del año 2002 relleno listo para simular.

Con los archivos ya separados en formato *TMY3* completos, se puede simular con *SAM*, desde el año 1980 al 2013. La entrada de datos se hace en cada sección del programa, teniendo en cuenta los valores del capítulo 5 del presente documento, los cuales son aportados por *CENER*.

Otro aspecto importante es la *DNI* de diseño. Este valor, dimensionará el campo en un mayor o menor tamaño. Si la *DNI* es alta, se necesitará menos cantidad de heliostatos. El problema radica en tener un valor de diseño cercano a la realidad, puesto que, si la *DNI* real es mucho menor que la de diseño, el campo de heliostatos en invierno (menor *DNI*) no conseguirá suministrar la potencia térmica necesaria para la potencia eléctrica de diseño, debido a que no habrá suficientes heliostatos. Por otro lado, si el campo está sobredimensionado (*DNI* menor que en la realidad), entonces en verano (*DNI* alta) llegará un momento en el que sobre potencia térmica y haya que desenfocar parte del campo de heliostatos (con la consecuente pérdida de rendimiento óptico y mala optimización del campo que incurrirá en mayores costes en la construcción, operación y mantenimiento de la planta).

Para elegir esa *DNI* de diseño, se ha tenido en cuenta las medidas de 34 años. Debido a que SAM necesita un punto de diseño de la *DNI*, hay que establecer un criterio para elegir qué valor se va a escoger. En el diseño de centrales termosolares, suele definirse ese punto de diseño como sigue:

Primero se recogen todos los años medidos de *DNI*, y se calcula su ECDF (información de cómo calcularla en apartado 7 de este Trabajo). Se toma el punto alrededor de ECDF = 0.9, y se observa qué valor tiene, el cual será muy representativo sobre el conjunto.

En el desierto de Mojave, la *DNI* de diseño suele elegirse 950 W/m². En el sur de España, suele ser 800 W/m² [26].

En el caso de Burns se ha elegido 850 W/m². El valor de la *DNI* estaba entre 850 y 900 W/m². Se ha elegido 850 W/m² para ser algo más conservador, aunque se repercute en un campo mayor.

El programa de simulación SAM permite, mediante una entrada de datos, optimizar la planta según un criterio que quiera el diseñador. Esta optimización se ha realizado respecto a un múltiplo solar que provocara un mínimo LCOE (Coste Actualizado de la Energía). Un estudio paramétrico (dejando el múltiplo solar como parámetro a variar) ha servido para este proceso de optimización.

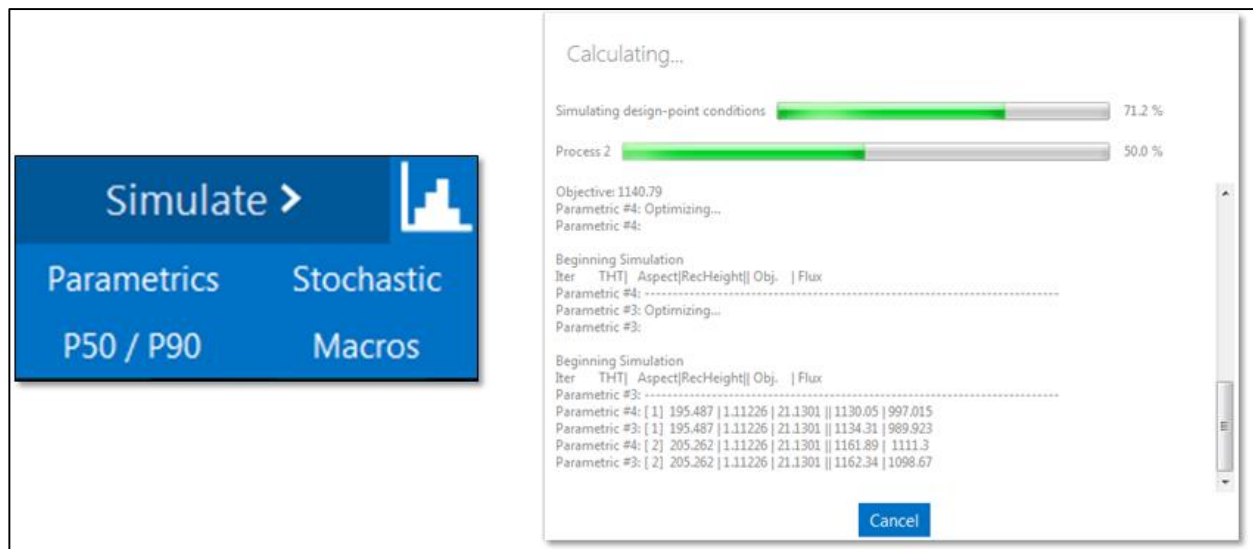


Figura 28. Captura del proceso de optimización mediante SAM.

Tras la optimización de la central de Torre, se ha determinado:

- Múltiplo solar: 2.3.
- Número de heliostatos: 10 446.
- Área total efectiva: 1 209 350 m².
- Altura torre: 195.5 m.
- Tamaño receptor: 21.1 m x 19 m (alto x diámetro).

La central de Colectores Cilindro Parabólicos tiene:

- Múltiplo solar: 2.4
- Número de lazos: 337.
- Área total efectiva: 1 101 990 m².

En los anexos A y B se puede consultar los resultados de producción anual durante los 34 años que se han simulado, en Torre Central y Cilindro Parabólico, respectivamente.

Tras simular los 34 años, se procede a analizar los datos, y concretamente, percentiles. Este análisis de detalla en los siguientes capítulos del documento.

6 Resultados de las simulaciones

En este apartado se pretende justificar los resultados obtenidos de las simulaciones del Torre Central y Colectores Cilindro Parabólicos, previo al análisis de percentiles.

6.1. Planta con Torre Central

La primera simulación que se ha llevado a cabo ha sido la de Torre Central, objetivo principal de este trabajo. En la figura 29 se exponen los resultados de DNI y producción neta de los 34 años. Como cabía esperar desde un primer momento, ambas funciones tienen la misma tendencia (a mayor DNI acumulada en un año determinado, mayor producción). Se aprecia cierta correlación entre ambas variables, aunque en algunos años sea esperable otra producción con el nivel de DNI. Estos casos se nombran como atípicos.

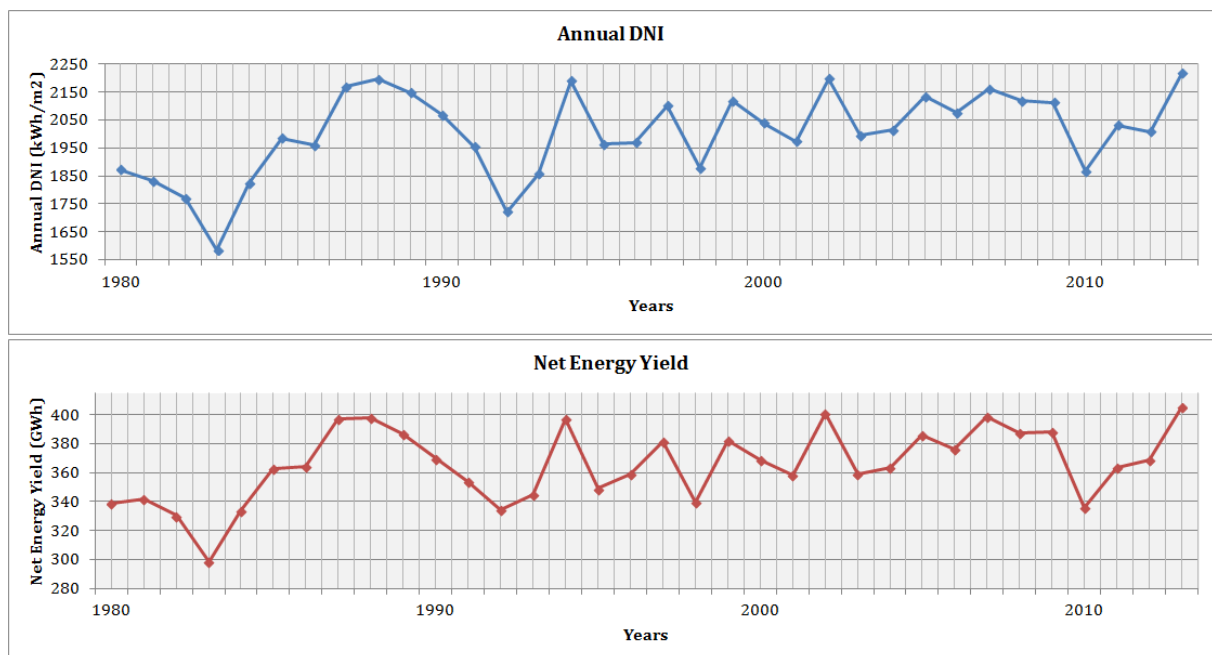


Figura 29. DNI acumulada anual y energía neta producida en el periodo 1980-2013 para Torre Central.

Si se compara la producción con la DNI de años, existen dos casos de años atípicos:

- Años con misma (o parecida) DNI acumulada y producción diferente:

La DNI acumulada anual puede ser la misma o muy parecida a otro año, y, sin embargo, presentar una producción diferente. Esto se debe principalmente a la variación intra-anual de la DNI (por meses o por estaciones del año). El valor anual acumulado de la DNI quizás no sea el más adecuado sacar conclusiones. Es preciso un análisis pormenorizado mes a mes o estacionalmente.

- Años con distinta DNI acumulada y misma (o parecida) producción:

Este caso es parecido al anterior. Pueden existir años con misma producción o parecida, y, sin embargo, la DNI acumulada anual puede ser diferente. Las variaciones intra-anales son también responsables de este hecho.

Si además se representan ambas variables una frente a otra haciendo un ajuste lineal para ver la tendencia, mostrando los 34 puntos que pertenecen a los 34 años de producción neta anual de energía y DNI acumulada anual, queda la figura 30. Desde este punto de vista, se vuelve a observar la correlación entre ambas variables. Si aumenta la DNI, aumenta la producción.

A primera vista se observan los dos casos antes mencionados.

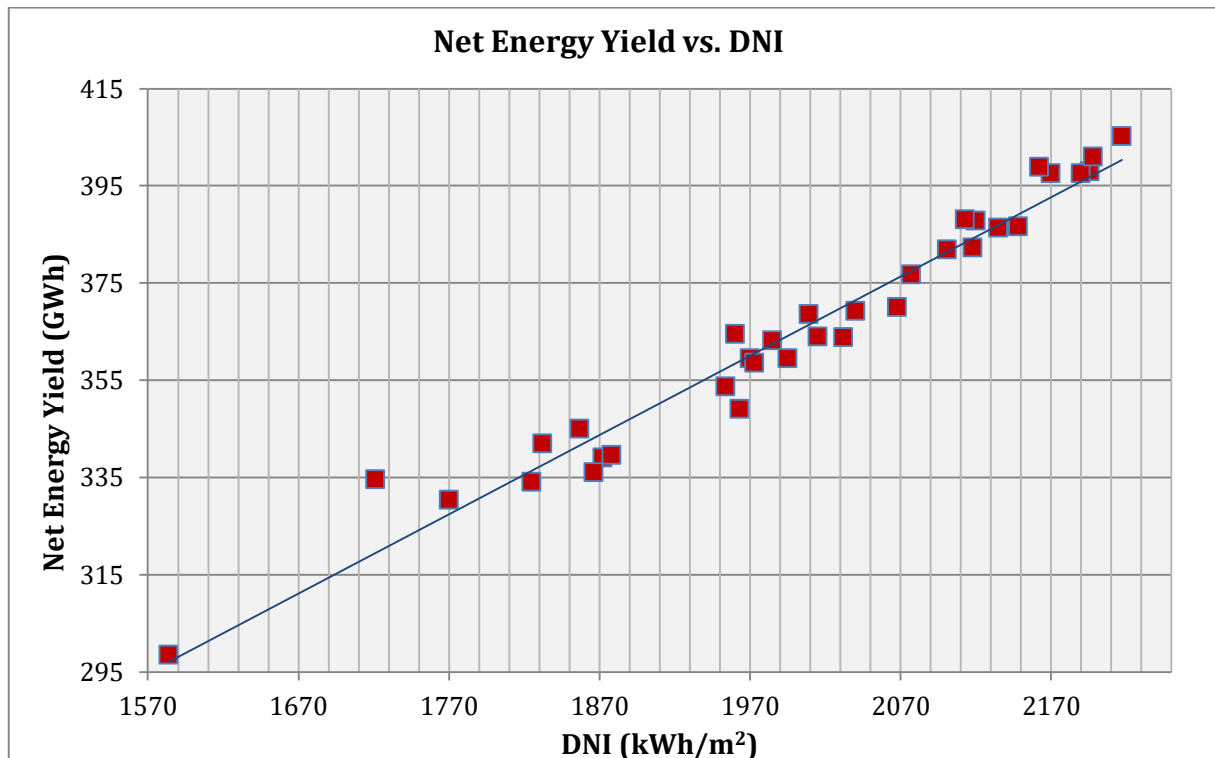


Figura 30. Ajuste y tendencia de la producción de energía y la DNI para Torre Central.

Estos años atípicos que están claramente fuera de la tendencia y es posible compararlos son, por un lado, 1986 y 1995, y por otro lado 1984 y 1992.

1986 y 1995

Estos años tienen misma DNI acumulada anual (1960 kWh/m^2 y 1963 kWh/m^2 respectivamente), y, sin embargo, distinta producción anual (364.4 GWh y 349.0 GWh respectivamente). Incluso siendo la DNI acumulada anual menor, se obtiene una mayor producción anual (del orden de un 4 %). Para llegar a explicar esta diferencia, hay que hacer un estudio pormenorizado mes a mes de estos dos años. Es lo que se muestra en la figura 31. En el mes de junio de 1986 se puede observar claramente que se tiene mayor radiación que en junio de 1995, lo cual desencadena en que se obtenga mayor producción en 1986 respecto a 1995. Es decir, la variación intra-anual de la DNI, aunque la acumulada sea la misma, provoca diferencias en cuanto a producción, agravándose el efecto cuando este hecho ocurre en los meses de verano (se dispone de mayor radiación en el hemisferio norte en esta época).

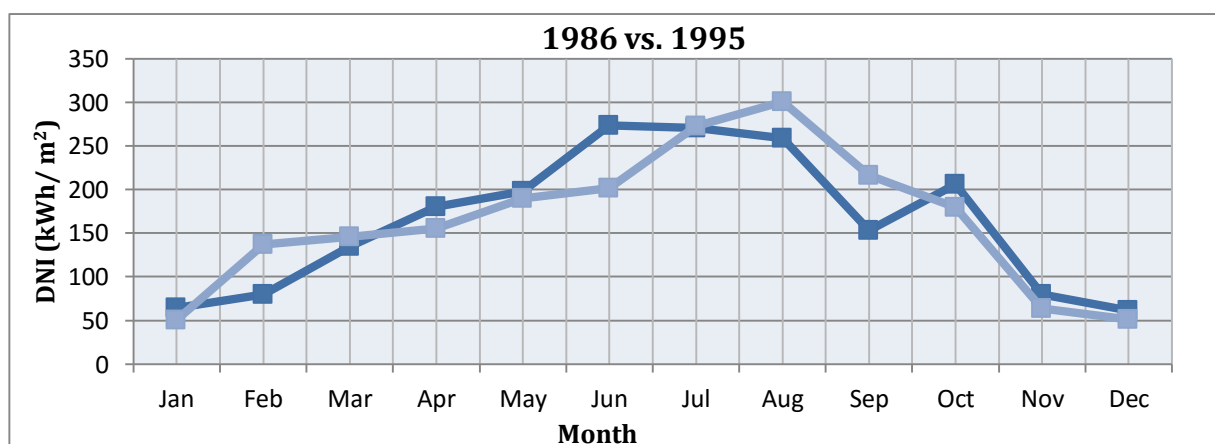


Figura 31. DNI acumulada mensual del año 1986 (azul oscuro) y 1995 (azul claro).

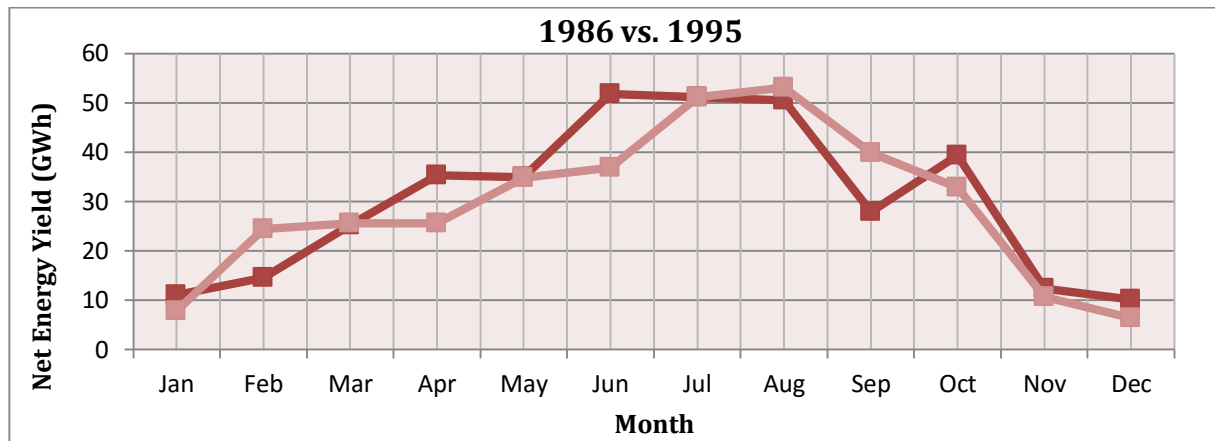


Figura 32. Energía neta mensual del año 1986 (rojo oscuro) y 1995 (rojo claro) para Torre Central.

	1986		1995	
Mes	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m ²)	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m ²)
Enero	11.06	64.03	7.78	50.30
Febrero	14.53	79.57	24.44	136.80
Marzo	25.22	134.78	25.57	145.78
Abril	35.38	180.36	25.60	155.45
Mayo	34.97	198.05	34.74	189.49
Junio	51.79	273.64	36.81	201.21
Julio	51.10	270.78	51.16	272.90
Agosto	50.48	258.66	53.11	300.82
Septiembre	27.97	153.32	39.88	216.17
Octubre	39.31	206.00	32.89	179.57
Noviembre	12.43	79.83	10.66	63.42
Diciembre	10.19	61.25	6.39	51.17

Tabla 2. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 1986 y 1995 para Torre Central.

1984 y 1992

En estos años las producciones netas son muy parecidas: 333.9 GWh para el año 1984 y 334.4 GWh para 1992, con DNI acumuladas de 1825 kWh/m² y 1721 kWh/m² respectivamente. Es decir, casi un 6 % de variación de la DNI provoca sólo una variación de 0.1 % aproximadamente de producción. Además, el año 1984 tiene mayor DNI que 1992 y, sin embargo, menor producción. Tal y como se observa en las figuras 33 y 34, el hecho de tener un mes (en este caso es mayo) con inusual alta radiación, provoca una mayor producción anual, aunque la acumulada anual sea menor.

Desde el punto de vista positivo: con 1721 kWh/m² se tiene una producción igual o ligeramente superior que el año que se tiene 1825 kWh/m², pero desde el punto de vista negativo, y hay que tenerlo en cuenta, si ese año que tiene mayor radiación es concretamente el del P90, el riesgo de inversión sería mayor, pues realmente se está ofreciendo un valor de producción menor, por ser un año atípico. Este resultado pone en tela de juicio la necesidad de diseñar herramientas estadísticas que ayuden a definir exactamente un TMY para cada valor de la probabilidad de excedencia que se necesite, en lugar de utilizar valores anuales.

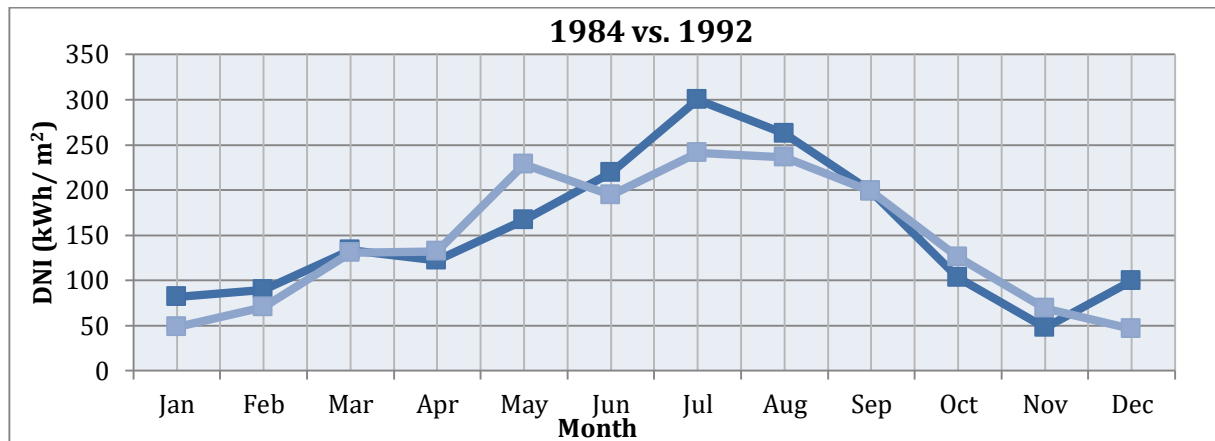


Figura 33. DNI acumulada mensual del año 1984 (azul oscuro) y 1992 (azul claro) para Torre Central.

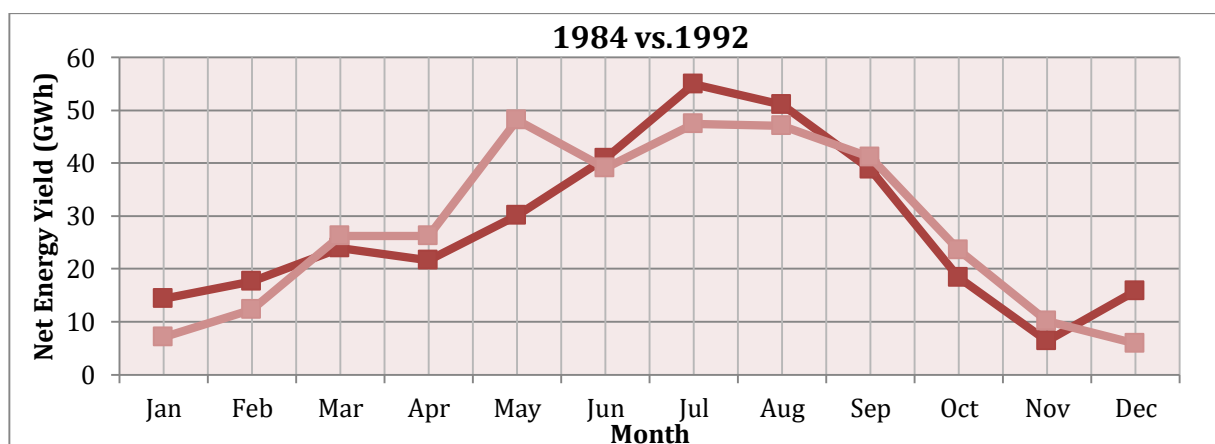


Figura 34. Energía neta mensual del año 1984 (rojo oscuro) y 1992 (rojo claro) para Torre Central.

	1984		1992	
Mes	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m²)	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m²)
Enero	14.41	81.85	7.11	48.23
Febrero	17.64	89.58	12.32	70.16
Marzo	23.98	133.74	26.23	130.67
Abril	21.69	122.21	26.27	131.83
Mayo	30.09	167.09	48.11	228.70
Junio	40.90	219.32	39.14	194.27
Julio	54.95	299.65	47.48	241.04
Agosto	51.04	262.30	47.12	236.36
Septiembre	38.78	198.93	41.13	198.73
Octubre	18.31	103.27	23.55	125.94
Noviembre	6.33	47.60	10.07	68.78
Diciembre	15.80	99.34	5.87	46.28

Tabla 3. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 1984 y 1992 para Torre Central.

Otra forma de visualizar los resultados es representando todos los puntos de producción neta-DNI de cada año en 12 gráficas diferentes, una por cada mes del año. En el anexo A.3. se puede consultar las doce

gráficas comentadas. Además, se ha añadido una curva de tendencia mediante un ajuste lineal. Esta forma de visualización permite un análisis instantáneo de los 408 meses que componen la serie de datos de Burns, parecido a la figura 35, pero para todos y cada uno de los meses. Así es posible tener una visión general del comportamiento de la planta mes a mes.

Es preciso recalcar que existen dos posibilidades en cuanto a la dispersión de los resultados. En meses de invierno, como por ejemplo enero, el ajuste entre los puntos es casi perfecto en la curva de tendencia. Sin embargo, en meses de verano, como por ejemplo julio, se produce una dispersión importante. En la figura 35 se aprecia este hecho.

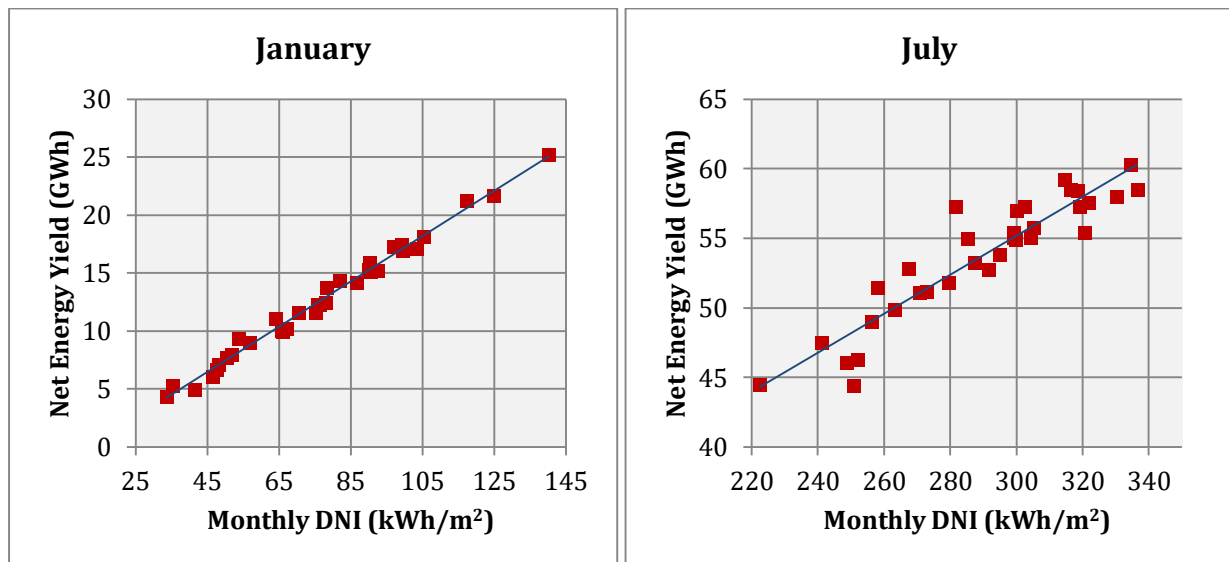


Figura 35. Casos extremos de dispersión en los puntos de producción neta-DNI en enero y julio para Torre Central.

6.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos

Los resultados de la energía producida y las diferentes curvas de producción anuales y el ajuste mensual de todos los años de simulación se puede consultar en el anexo B.

En la figura 36, se muestra la energía neta producida por la planta de CCP en la misma localidad, en el mismo periodo de 1980 a 2013. Además, se compara con la energía neta producida con Torre Central.

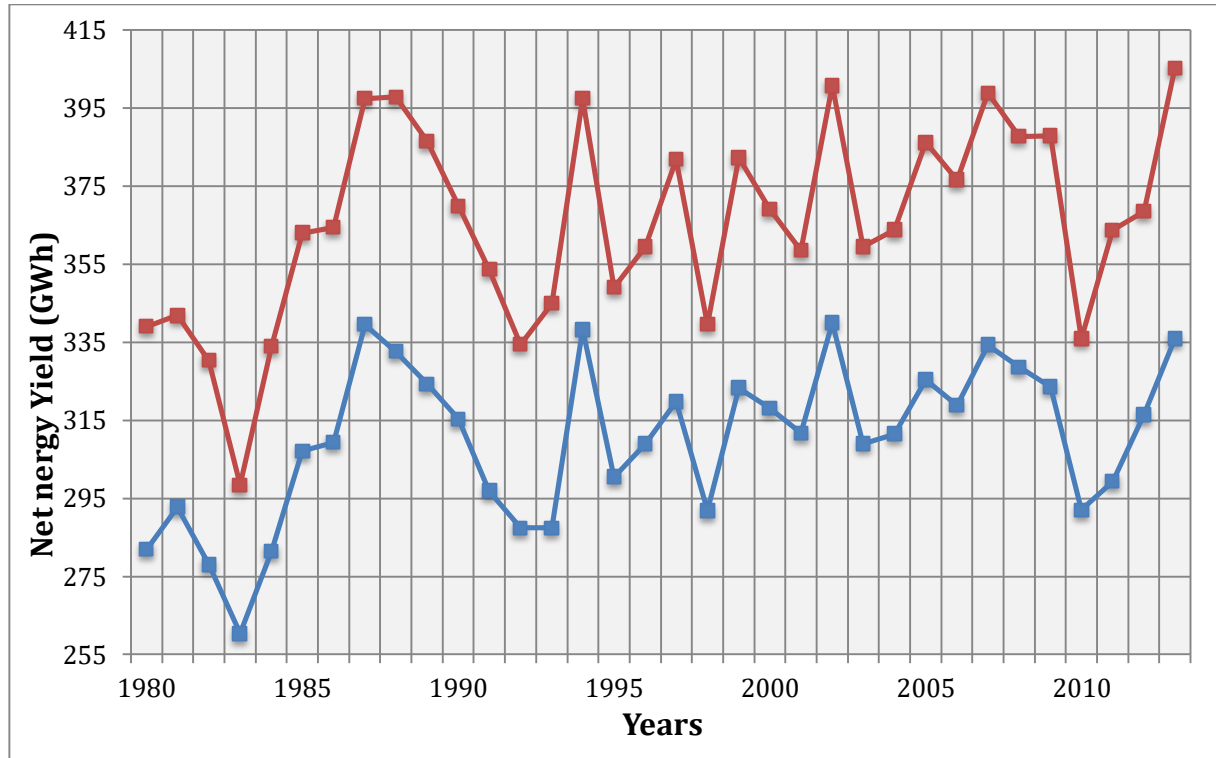


Figura 36. Resultados simulación planta con Torre Central (rojo) y CCP (azul).

A simple vista es fácil observar la diferencia importante entre la producción de ambas tecnologías. En total, en Torre Central se tiene en 34 años 12426.7 GWh, y en CCP 10541.9 GWh.

Debido a que la optimización del campo solar se ha hecho respecto al mínimo coste, el área total era 1.101.990 m², algo menor que en Torre. En principio, esa diferencia de área será parte del causante de que en CCP se produzca menos que en Torre Central.

Otro hecho a destacar es el rendimiento óptico del campo. En Torre, al tener una concentración en tres dimensiones, el rendimiento óptico será mayor que en CCP, en la que se concentra en dos dimensiones (línea focal). La relación de concentración permite en Torre tener mayor rendimiento óptico. Otro aspecto es el efecto coseno. En CCP, al estar fijos en una orientación (Norte-Sur o Este-Oeste) se producen mayores pérdidas que en Torre Central, ya que se tienen dos ejes de orientación para seguir los rayos solares incidentes y buscar ángulo de incidencia 0 (ángulo que forma el rayo solar con el reflejado).

Por último, hay que destacar también el tema del almacenamiento térmico. En invierno, cuando más pérdidas hay (pérdidas ópticas debido a que el Sol se encuentra a una elevación baja), menor energía se le comunicará a la planta, y por lo tanto menos energía irá al almacenamiento (en algunos periodos nada) por lo que se consumirá una gran cantidad de energía en parásitos para mantener las sales de los tanques de almacenamiento calientes.

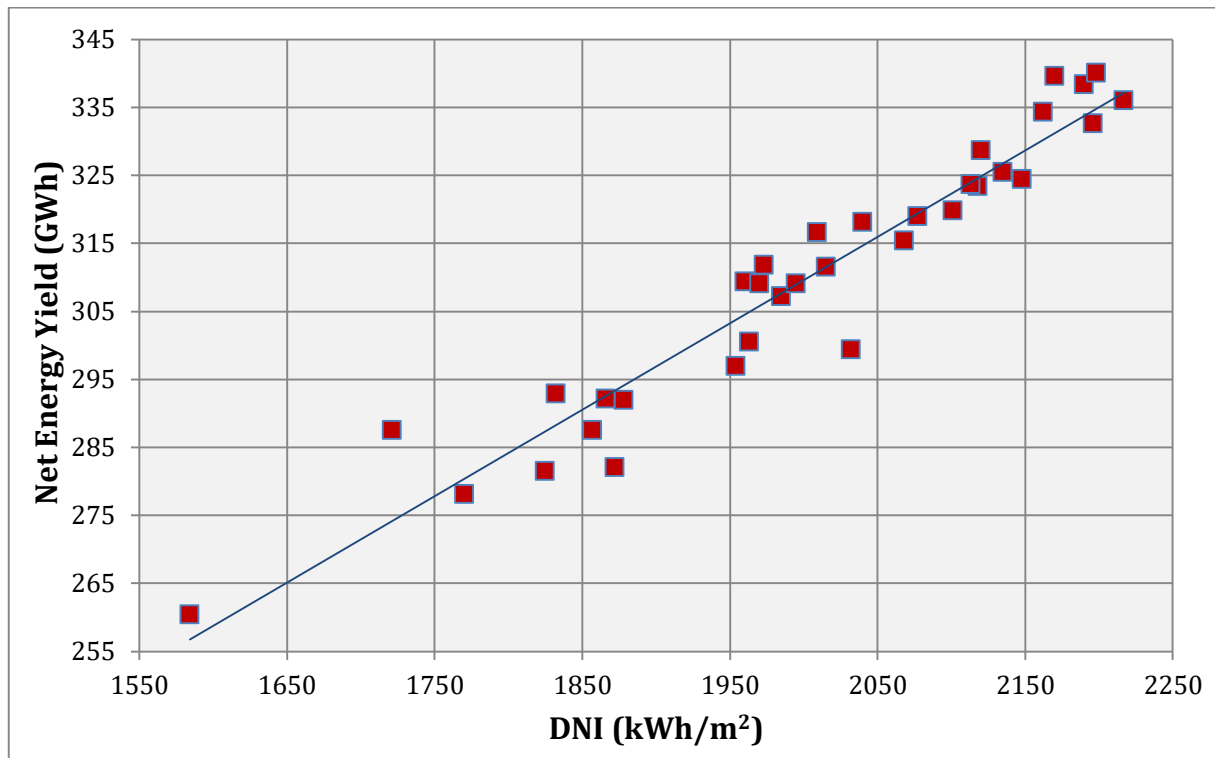


Figura 37. Ajuste y tendencia de la producción de energía y la DNI para CCP.

Al igual que ocurría en Torre Central, se encuentran dos casos de años extremos. Con igual producción y DNI acumulada muy diferente, los años 1992 (1721 kWh/m² y 287.5 GWh) y 1993 (1857 kWh/m² y 287.5 GWh):

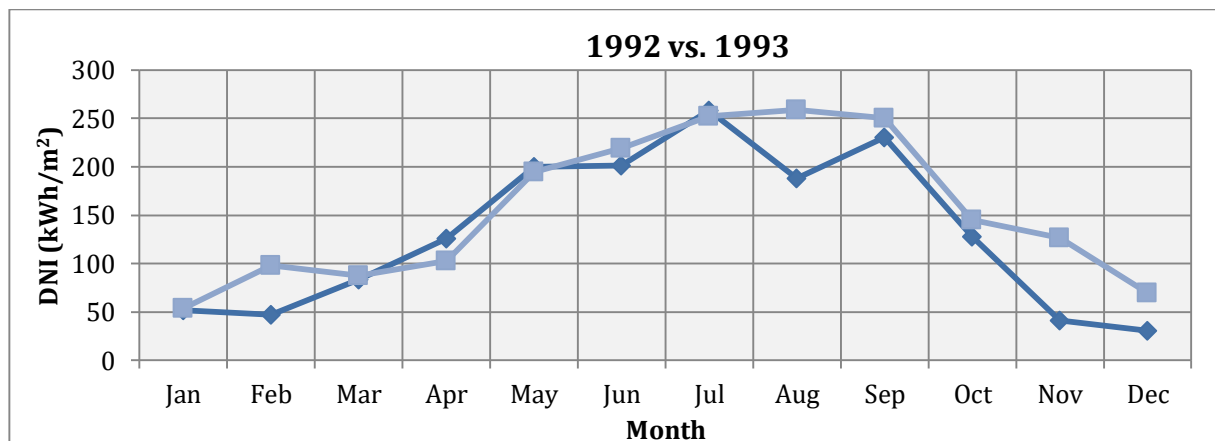


Figura 38. DNI acumulada mensual del año 1992 (azul oscuro) y 1993 (azul claro) para CCP.

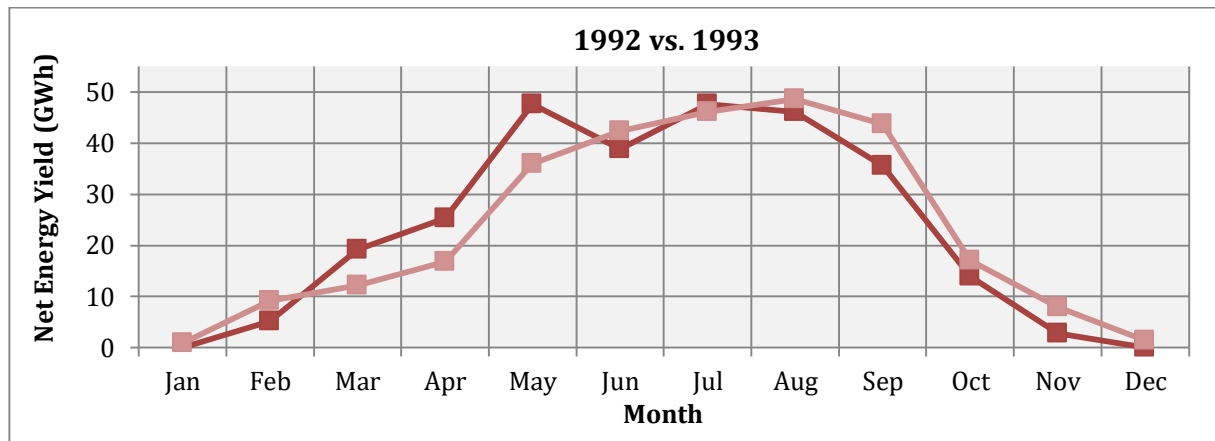


Figura 39. Energía neta mensual del año 1992 (rojo oscuro) y 1993 (rojo claro) para CCP.

	1992		1993	
Mes	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m ²)	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m ²)
Enero	-0.01	51.87	0.92	53.79
Febrero	5.16	47.34	9.2	97.88
Marzo	19.17	83.25	12.21	87.45
Abril	25.29	126.02	16.82	102.71
Mayo	47.61	199.8	35.96	194.44
Junio	38.78	201.16	42.32	218.9
Julio	47.65	258.09	46.12	252.03
Agosto	46.13	187.92	48.58	259.14
Septiembre	35.62	230.36	43.72	250.1
Octubre	13.93	127.56	17.03	145.13
Noviembre	2.76	41.1	7.92	126.22
Diciembre	0.04	30.45	1.45	69.46

Tabla 4. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 1992 y 1993 para CCP.

Con aproximadamente la misma DNI y distinta producción, se tienen los años 2000 y 2011.

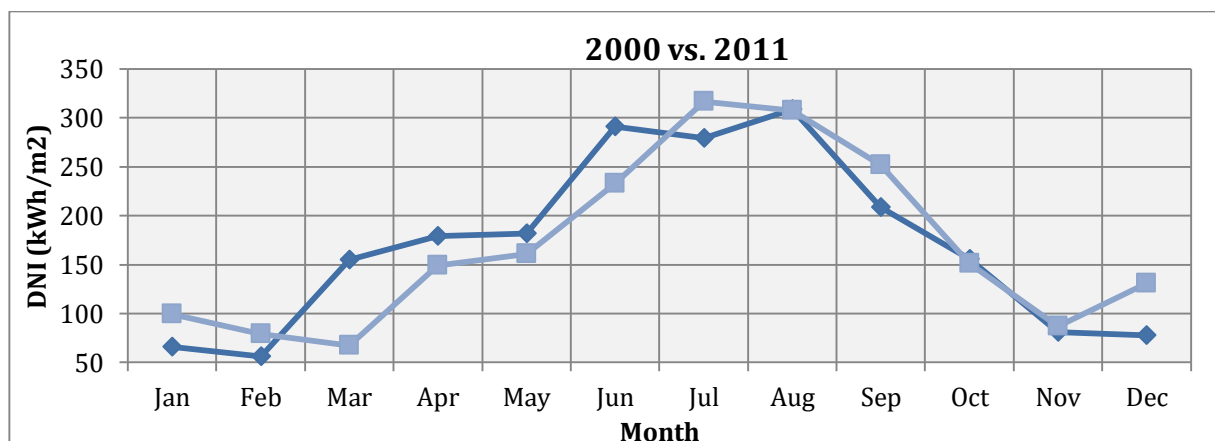


Figura 40. DNI acumulada mensual del año 2000 (azul oscuro) y 2011 (azul claro) para CCP.

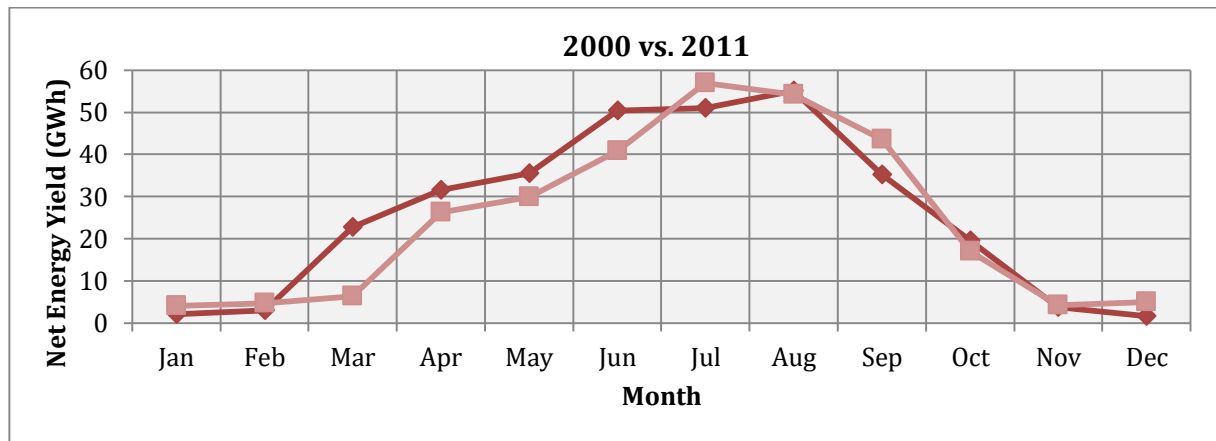


Figura 41. Energía neta mensual del año 2000 (rojo oscuro) y 2011 (rojo claro) para CCP.

Mes	2000		2011	
	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m ²)	Producción neta (GWh)	DNI (kWh/m ²)
Enero	2.12	65.98	4.12	99.23
Febrero	2.93	55.86	4.72	78.77
Marzo	22.7	155.01	6.36	67.39
Abril	31.57	179.39	26.3	149.26
Mayo	35.48	181.98	29.95	160.59
Junio	50.38	291.03	40.82	232.71
Julio	51.01	279.48	56.92	316.49
Agosto	55.14	308.52	54.21	307.33
Septiembre	35.18	208.65	43.5	251.68
Octubre	19.57	155.33	16.99	150.77
Noviembre	3.72	81.27	4.23	86.76
Diciembre	1.64	77.5	4.98	130.75

Tabla 5. Distribución mensual de DNI y producción neta simulada de los años 2000 y 2011 para CCP.

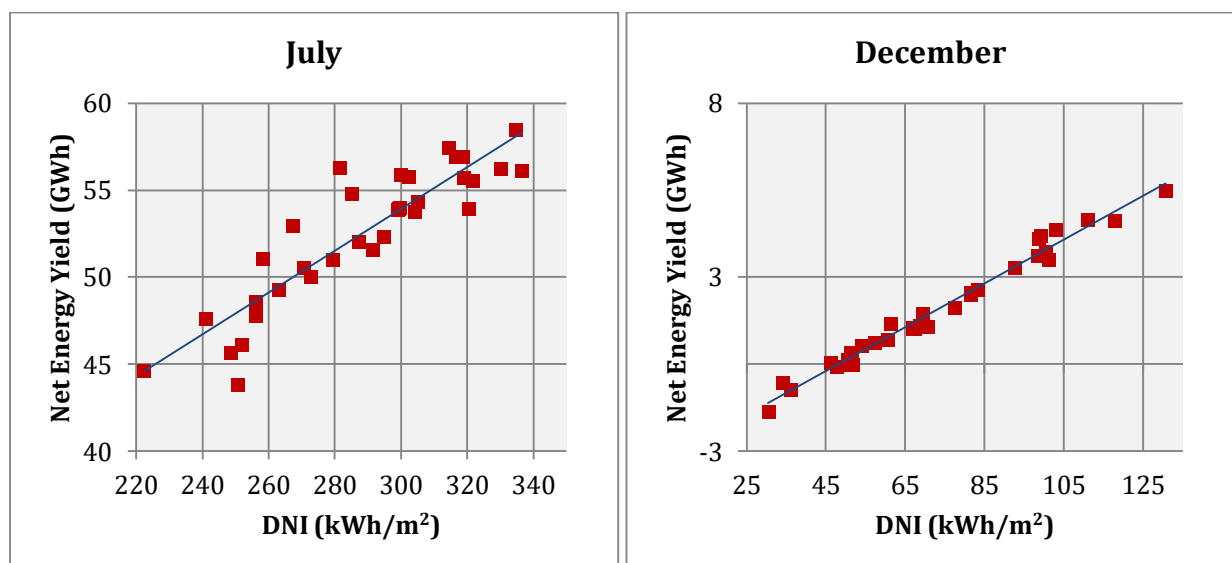


Figura 42. Casos extremos de dispersión en los puntos de producción neta-DNI en enero y julio para CCP.

7 Análisis de percentiles de radiación

En este apartado se pretende analizar los percentiles de la serie de datos de radiación de la que se dispone, para su comparación posterior con los percentiles de producción. Para ello, se ha construido una función de distribución empírica acumulada, por sus siglas en inglés, ECDF (*Empirical Cumulative Distribution Function*). Para dibujar esta función, primero se ordena de mayor a menor los valores provenientes de la serie de datos. A cada valor ordenado se le asigna un peso de $(1/n)$ donde n es el tamaño de la muestra. Esta función tiene como valor máximo 1 y como valor mínimo 0. El valor mínimo de la serie de datos es el que corresponda a $ECDF = 0$, y el valor máximo es $ECDF = 1$. Este proceso para 34 medidas anuales, queda reducido a un código simple en *MatLab*, con la función **ecdf** (ver anexo C).

Una utilidad importante que tiene esta función para este análisis estadístico es que los percentiles se corresponden con la función. Es decir, el percentil 40 será el valor de la radiación de $ECDF = 0.4$, el percentil 90 será el valor $ECDF = 0.9$.

Es útil también para observar qué peso representa cada medida sobre la serie de datos total.

El concepto de probabilidad de exceder la producción o la radiación (*P-level*), está íntimamente relacionado: debido al orden necesario para construir la función ECDF, la probabilidad de excedencia es el concepto complementario de percentil. Es decir, un percentil 90 equivale a un 10 % de probabilidad de exceder, ya que el percentil 90 es un valor que deja por debajo al 90 % restante de la serie. Por lo tanto, al ser un valor bastante alto, la probabilidad de exceder será mucho menor que para un percentil 30, que deja por debajo una menor cantidad de valores dentro de la serie.

La figura 43 muestra la función ECDF de la radiación de 34 años en los cuales se disponen medidas.

Se observa un rango que abarca desde los 1584 kWh/m² del peor año (1983) hasta los 2217 kWh/m² del mejor año de radiación (2013). Además, el valor más bajo de radiación es atípico, ya que el siguiente peor año en radiación es 1992, con 1721 kWh/m². Este hecho provoca que la gráfica tenga un inicio plano. Lo mismo ocurre con el salto de 1878 kWh/m² (año 1998) y 1954 kWh/m² (año 1991) en la zona central del eje horizontal de la función.

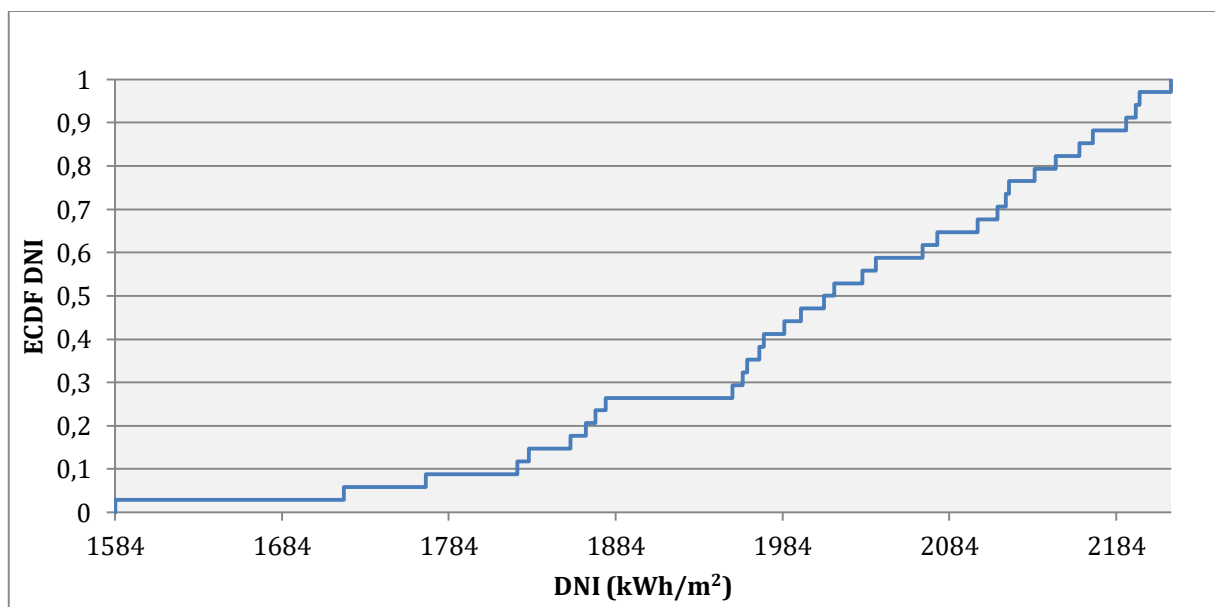


Figura 43. Función de Distribución Acumulada Empírica de la DNI acumulada anual.

Los percentiles típicamente utilizados en la caracterización estadística de la radiación son: 5, 10, 50, 90 y 95. *MatLab* también permite calcularlos fácilmente con la función **prctil**, además de cualquier hoja Excel convencional. Los resultados obtenidos son los que se pueden consultar en la tabla 6.

Percentil	5	10	50	90	95
<i>P-level</i>	P95	P90	P50	P10	P5
Valor (kWh/m ²)	1730.8	1819.5	2012.0	2190.6	2197.6

Tabla 6. Percentiles y “P-level” característicos de la radiación.

8 Análisis de percentiles de producción

8.1. Planta con Torre Central

En este apartado, se procede de la misma forma que en el anterior. El objetivo es analizar los percentiles de la producción neta anual, obtenidos con la herramienta de simulación SAM para el caso de Torre. Si se representan los 34 años de simulaciones y se construye la ECDF:

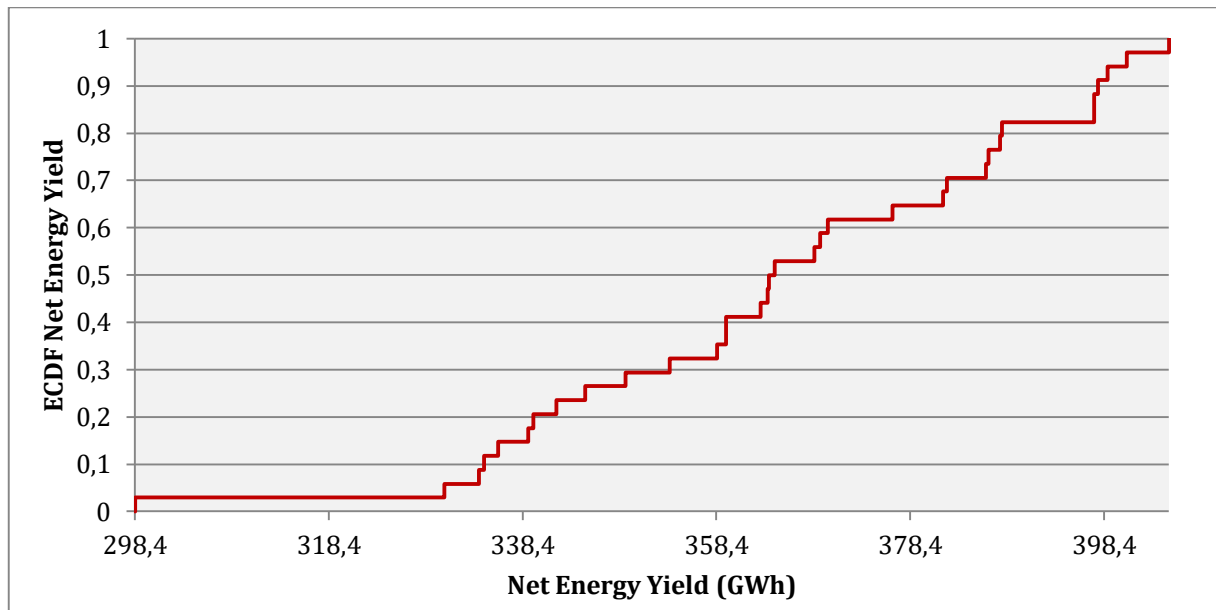


Figura 44. Función de Distribución Acumulada Empírica de la producción neta anual para Torre Central.

Los percentiles de la producción obtenidos son los siguientes:

Percentil	5	10	50	90	95
P-level	P95	P90	P50	P10	P5
Valor (GWh)	331.0	334.4	364.1	397.9	400.4

Tabla 7. Percentiles y “P-level” característicos de la producción en Torre Central.

Es necesario comentar que el año 1983 vuelve a provocar que la ECDF tenga un inicio plano y ésta empiece a subir en 330 GWh, ya que este año es el que menor producción tiene.

8.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos

En la figura 45 se muestra la ECDF de la producción de la planta de CCP. Vuelve a tener un comienzo plano.

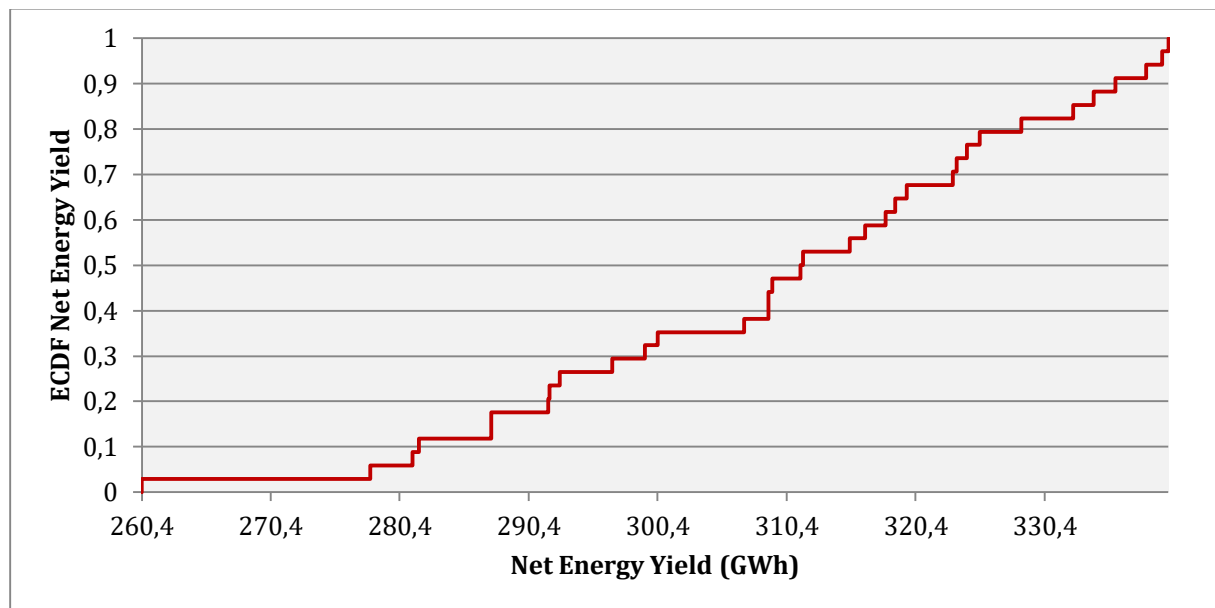


Figura 45. Función de Distribución Acumulada Empírica de la producción neta anual para CCP.

Percentil	5	10	50	90	95
P-level	P95	P90	P50	P10	P5
Valor (GWh)	278.8	281.9	311.6	336.1	340.0

Tabla 8. Percentiles y “P-level” característicos de la producción en CCP.

9 Comparación de percentiles de radiación y producción

La importancia de este estudio no es el análisis por separado de los percentiles de radiación y producción, si no la comparación entre estos.

9.1. Planta con Torre Central

La primera comparación que se puede hacer es representando ambas funciones de distribución acumuladas:

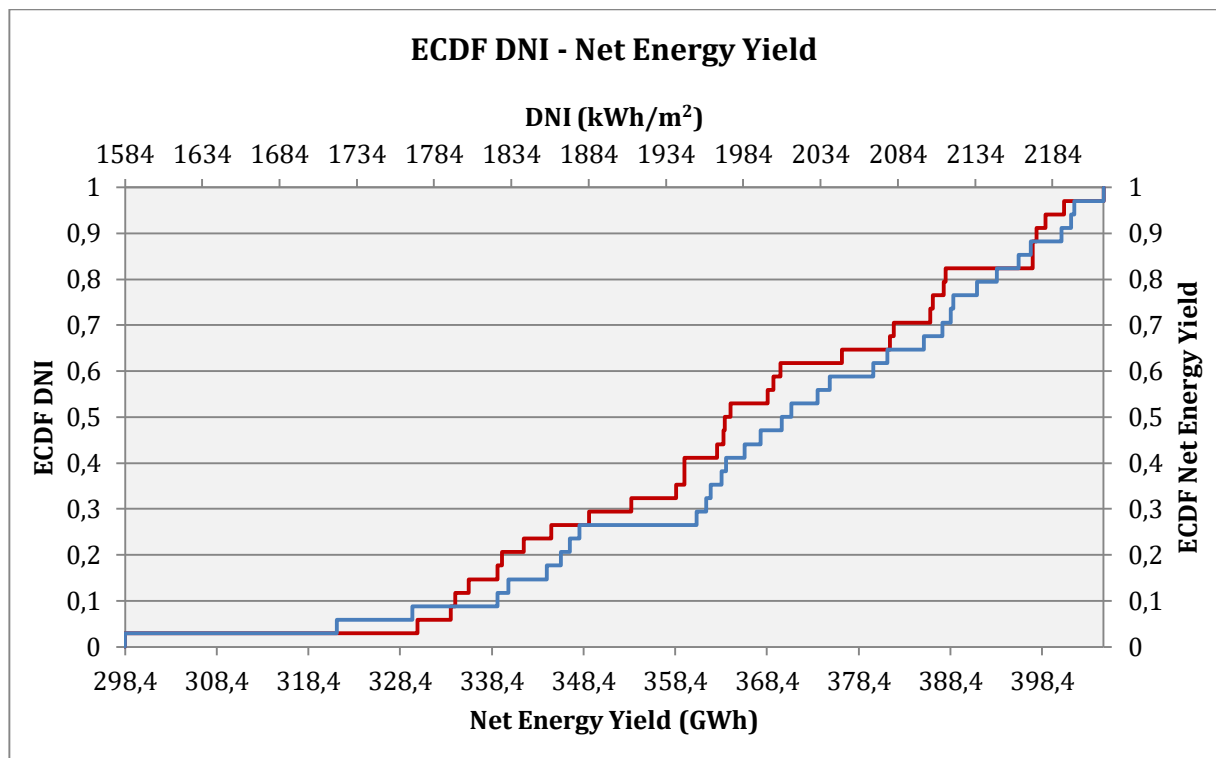


Figura 46. Funciones de Distribución Acumulada superpuestas de DNI acumulada y producción neta anual para Torre Central.

El principal interés de este Trabajo es averiguar si los percentiles de la producción se corresponden con la producción en los percentiles de radiación. Para averiguar si existe tal similitud, se procede de la siguiente manera:

Primero se calculan los percentiles de la radiación y la producción. Acto seguido, se buscan valores de radiación en la serie de años que dejen por debajo y por encima a ese percentil de radiación.

Si el percentil de la producción es cercano, igual o queda entre los dos extremos de la producción correspondiente a los años seleccionados, se puede demostrar que los percentiles de radiación y producción son equivalentes.

La tabla 9 muestra una relación entre percentiles de radiación y producción bastante clara.

La importancia de demostrar que los percentiles de radiación son equivalentes a los percentiles de producción, provoca que se puedan tratar ambas variables indistintamente para el diseño de una planta termosolar.

P-level	P95	P90	P50	P10	P5
DNI (kWh/m²)	1730.8	1819.5	2012.0	2190.6	2197.6
Producción Neta (GWh)	331.0	334.4	364.1	397.9	400.4

Año	1992	1982	1982	1984	2012	2004	1987	1994	1988	2002
DNI (kWh/m²)	1721	1770	1770	1825	2009	2015	2190	2196	2196	2198
Producción Neta (GWh)	334.4	330.3	330.3	333.9	368.5	363.8	397.4	397.8	397.8	400.8

Tabla 9. Comparativa de percentiles de radiación y producción para Torre Central.

9.2. Planta con Colectores Cilindro Parabólicos

Se ha realizado el mismo análisis que en Torre. Se han dispuesto las funciones de distribución acumuladas, una junto a la otra.

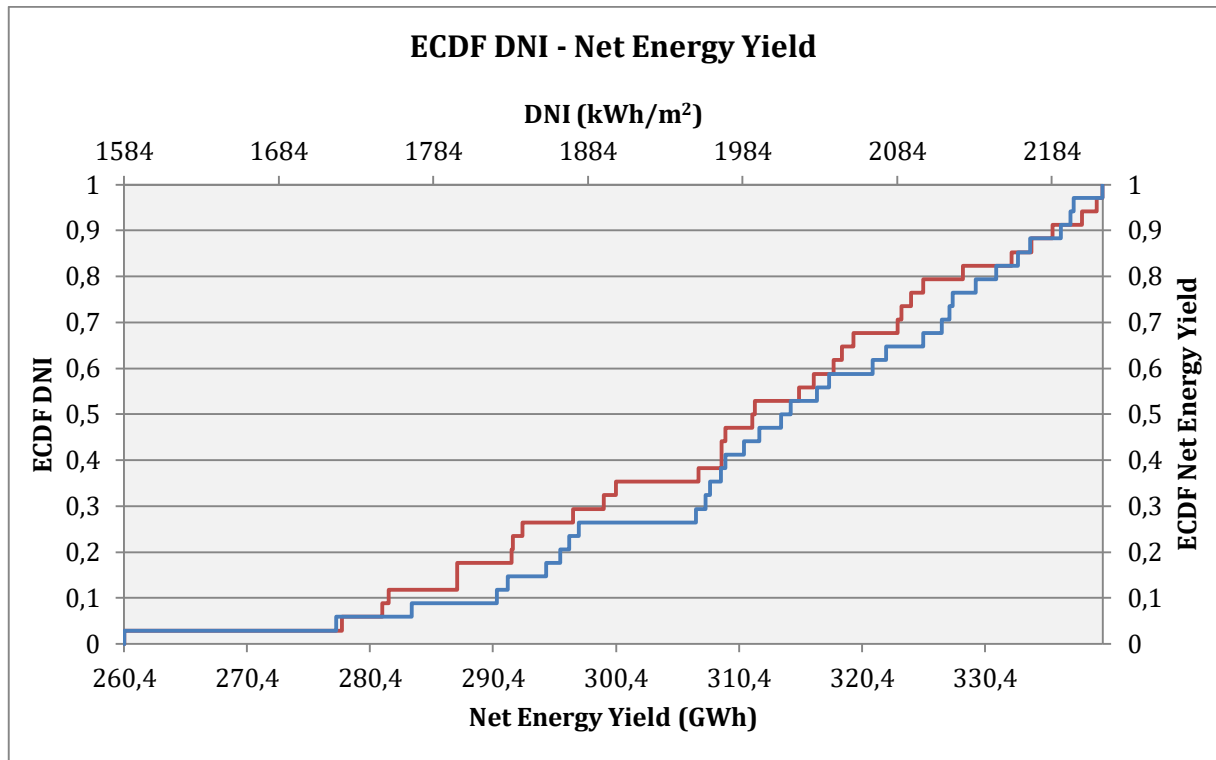


Figura 47. Funciones de Distribución Acumulada superpuestas de DNI acumulada y producción neta anual para CCP.

Y el cálculo de percentiles, que da lugar a los p-levels, se puede observar en la tabla 10.

P-level	P95	P90	P50	P10	P5
DNI (kWh/m²)	1730.8	1819.5	2012.0	2190.6	2197.6
Producción Neta (GWh)	278.76	281.85	311.6	336.14	340

Año	1992	1982	1982	1984	2012	2004	1987	1994	1988	2002
DNI (kWh/m²)	1721	1770	1770	1825	2009	2015	2190	2196	2196	2198
Producción Neta (GWh)	287.5	278.1	278.1	281.4	316.5	311.5	339.5	338.3	332.6	340

Tabla 10. Comparativa de percentiles de radiación y producción para CCP.

10 Conclusiones y recomendaciones

En primer lugar, se observa una clara correlación entre radiación directa y producción de energía neta de la planta. Lógicamente, cuanto mayor sea la DNI, mayor producción se tendrá. Se han encontrado algunas excepciones en años definidos como atípicos, los cuales se han podido justificar por la variabilidad de la DNI durante el año (variaciones intra-anales). Un mes de verano o cercano a esta estación con una DNI acumulada mayor que otro año, puede provocar un aumento de la energía producida anual, aunque la DNI acumulada anual sea la misma o parecida. Se ha justificado que puede ocurrir también al contrario.

Otro aspecto importante, es la justificación del tratamiento de la DNI como valor mensual o estacional, y no como anualmente acumulado. Hay que tener en cuenta las variaciones intra-anales que existen, ya que éstas pueden provocar diferencias notables en la producción de energía neta de la central. Por este motivo, hay que tener en cuenta las grandes variaciones de DNI durante el año para asegurar una buena estimación de probabilidades de excedencia de producción mediante una caracterización estadística correcta (TMY) de la localidad.

Las diferencias entre la producción neta de la planta de Torre y Colectores Cilindro Parabólicos, están fuertemente ligadas al rendimiento del ciclo y a la latitud alta de Burns. En Torre Central, debido a que se alcanzan temperaturas mayores, se optó por un 42 % de rendimiento del bloque de potencia, mientras que en CCP, cuyas temperaturas máximas alcanzables son menores, se optó por un 39 %. Además, existe intercambio entre dos fluidos, aceite y sales, lo que provoca también más pérdidas. La latitud es un punto muy negativo en la localidad de Burns para el establecimiento de una central termosolar, la cual está bastante alejada del cinturón solar, por lo que el rendimiento óptico va a ser menor (efecto algo mitigado en Torre). Todas estas situaciones se traducen en una producción negativa (consumo) de la planta en ciertos períodos de la vida útil, concretamente en los meses de invierno, donde la radiación efectiva es menor, y por lo tanto no se llega a recargar los tanques de almacenamiento, y mucho menos producir. Debido a la necesidad de proteger ante el congelamiento el aceite térmico y las sales fundidas, los consumos parásitos se disparan en esos períodos.

Se ha demostrado en este estudio que los percentiles de radiación y producción se corresponden razonablemente, teniendo en cuenta las diferencias de producción atribuibles a las variaciones intra-anales de DNI. En cualquier caso, se justifica el tratamiento directo de los percentiles de la DNI para calcular los percentiles (o p-levels) de la producción.

Por último, hay que destacar que los resultados obtenidos del análisis estadístico serían más realistas y con menor incertidumbre si se dispusiera de información de la producción neta de una planta real, ya que la simulación no reflejará totalmente la verdadera operación de la planta. Debido a que son datos confidenciales y restringidos por las empresas explotadoras de esas centrales termosolares, es imposible obtener esos datos de operación de la planta. En cualquier caso, la cifra de 34 años no ha sido alcanzada por ninguna planta termosolar hasta el momento, por lo que no sería posible este estudio ideal del que se habla. Se puede concluir, que la simulación es una forma bastante útil para realizar el estudio de percentiles, y justificar que las conclusiones son válidas.

Referencias

- [1] International Energy Agency. "Key World Energy Statistics". p.48. (2014)
- [2] Heinberg, Richard. "Fracking: el bálsamo milagroso: la falsa promesa del fracking hace peligrar nuestro futuro". Icaria (2014).
- [3] SPX. "The future of concentrated solar power plants".
[Consulta: 19 junio 2016, 15:00]
http://www.balckeduerr.com/fileadmin/downloads/Brochure/Competence_Reference_Brochures/SPX_Brochuere_Solar_Web.pdf
- [4] Blanc, P.; Espinar, B. et al. "Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue". Solar Energy. Volumen 110, Páginas 561–577. (Diciembre 2014).
[Consulta: 21 junio 2016, 16:00]
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X14004824>
- [5] Sengupta, M. y otros. Technical Report. NREL/TP-5D00-63112. "Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications", p.9 (Febrero 2015).
[Consulta: 20 junio 2016, 16:00]
<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63112.pdf>
- [6] Kipp & Zonen SMP22.
[Consulta: 21 junio 2016, 10:00]
<http://www.kippzonen.es/Product/360/SMP22-Pyranometer#.V2gBb1SLTIU>
- [7] LP Silicon-PYRA 04.
[Consulta: 18 junio 2016, 12:00]
http://www.deltaohm.com/ver2012/download/LP_SILICON_PYRA_04_D_es.pdf
- [8] CM 121B/C, Kipp & Zonen.
[Consulta: 19 junio 2016, 11:00]
<http://www.kippzonen.es/Product/42/CM121B-C-Shadow-Ring>
- [9] CHP1 Pyrheliometer.
[Consulta: 19 junio 2016, 10:00]
<http://www.kippzonen.com/Product/18/CHP1-Pyrheliometer#.V2gChlSLTIU>
- [10] IEA. "Technology Roadmap Solar Thermal Electricity", p.28. (2014).
[Consulta: 19 junio 2016, 11:00]
https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition4.pdf
- [11] IEA. "Technology Roadmap Solar Thermal Electricity", p.12. (2014).
[Consulta: 20 junio 2016, 10:00]
https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition4.pdf
- [12] Silva Pérez, Manuel A. Apuntes de "Energía Solar", GITI. (2015).
- [13] Imagen adaptada de System Advisor Model 2015.6.30.

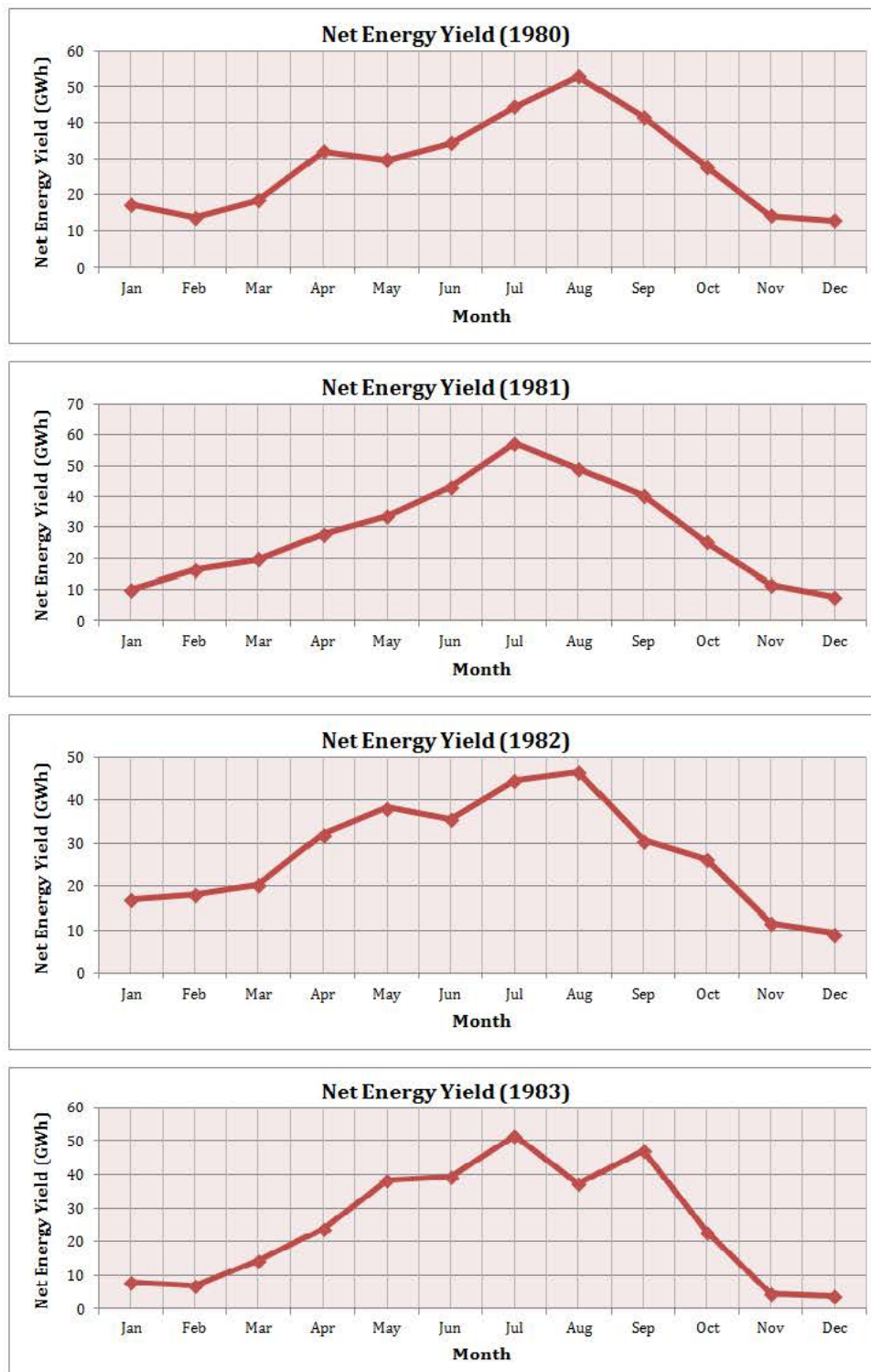
- [14] Wagner, Michael J. "Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants", p.27. (2008).
- [15] CTAER. "Instalación Solar Experimental de Geometría Variable para Sistemas de Receptor Central".
[consulta: 20 mayo 2016, 10:00]
Disponible en: <http://ctaer.com/sites/default/files/files/Ficha%20instalacion%20GV.pdf>
- [16] Wagner, Michael J. "Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants", p.33. (2008).
- [17] Torresol Energy, Sener y Masdar. "Funcionamiento de Gemasolar".
[consulta: 19 junio 2016, 11:00]
http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw4cb709508888d/Ficha_PLANTAGEMASOLAR.pdf
- [18] Ahn, Yoonhan et al., "Review of supercritical CO2 power cycle technology and current status of research and development" Nuclear Engineering and Technology 47 p. 647-661. (2015).
- [19] Siemens. "Steam turbines for CSP plants". (2010).
[consulta: 21 junio 2016, 11:00]
http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W410-A105-V1-4A00_Solarbroschuere.pdf
- [20] Imagen obtenida con el programa CoolPack.
- [21] IEA. "Technology Roadmap Solar Thermal Electricity", p.14. (2014).
[Consulta: 19 junio 2016, 17:00]
https://www.iea.org/media/freepublications/technologyroadmaps/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition4.pdf
- [22] Hoffschmidt, Bernard. "Receivers for Solar Tower Systems". DLR (25-27 Junio 2014).
[consulta: 20 junio 2016, 10:00]
<http://sfera2.sollab.eu/uploads/images/networking/SFERA%20SUMMER%20SCHOOL%202014%20-%20PRESENTATIONS/SolarTowerReceivers%20-%20Bernhard%20Hoffschmidt.pdf>
- [23] NREL. Imagen obtenida de la página web oficial.
[consulta: 21 junio 2016, 12:00]
<http://energy.gov/eere/energybasics/articles/concentrating-solar-power-thermal-storage-system-basics>
- [24] Imagen obtenida de Google Maps. <https://www.google.es/maps>
- [25] Cebecauer, Tomas; Suri, Marcel. "Improved method for generating Typical Meteorological Year data for solar energy simulations". SolarPACES Conference, Beijing, China. pp 10-11. (16-19 Septiembre 2014).
[consulta: 10 enero 2016, 10:05]
Disponible en: http://geomodelsolar.eu/_docs/papers/2014/Cebecauer-Suri--SolarPACES2014--Improved-method-for-generating-Typical-Meteorological-Year-data-for-solar-energy-simulations--presentation.pdf
- [26] Gilman, Paul. "System Advisor Model (SAM) Help 2015.6.30". NREL p.345 (7-6-2015).

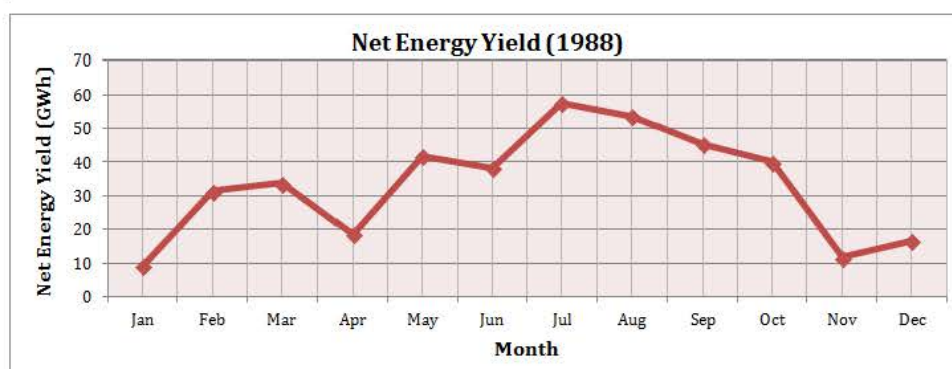
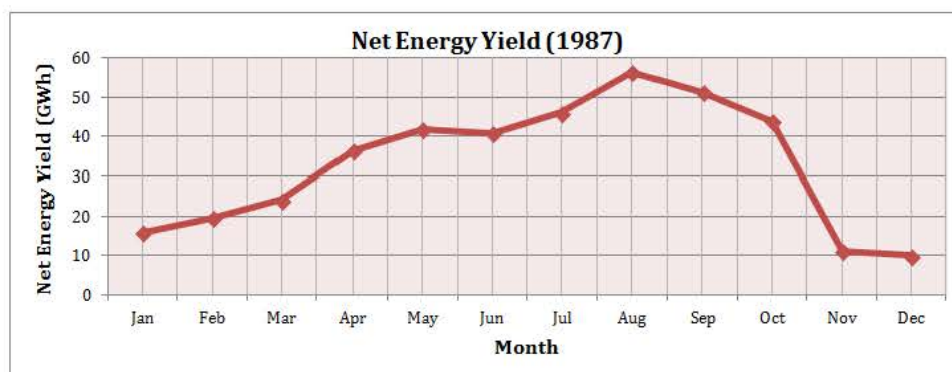
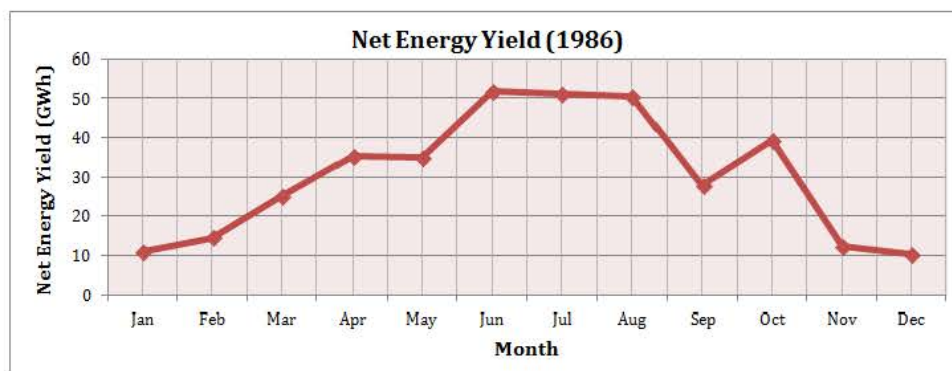
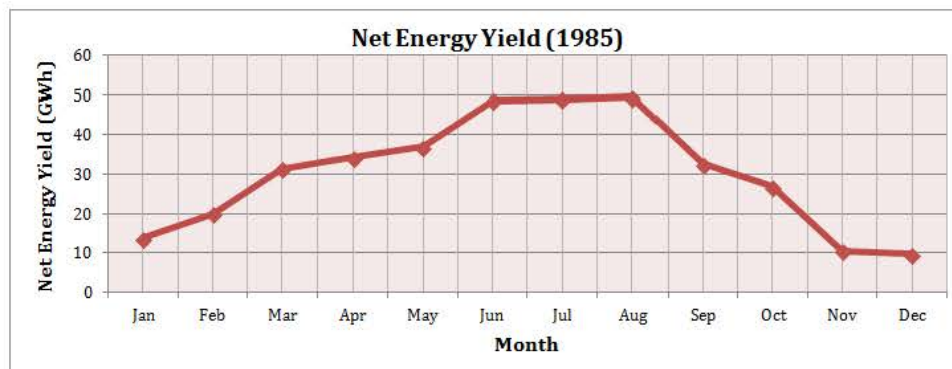
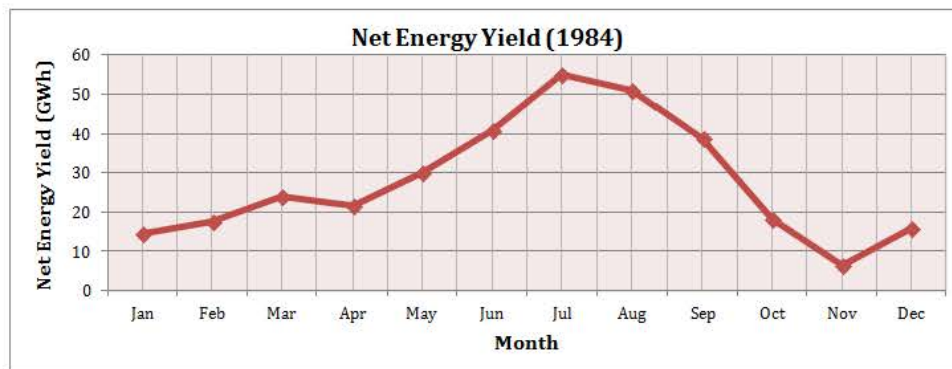
Anexo A: Resultados Burns (Torre)

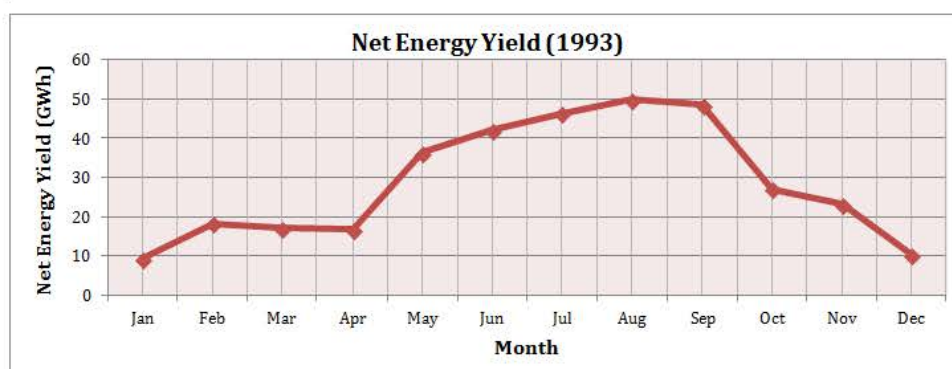
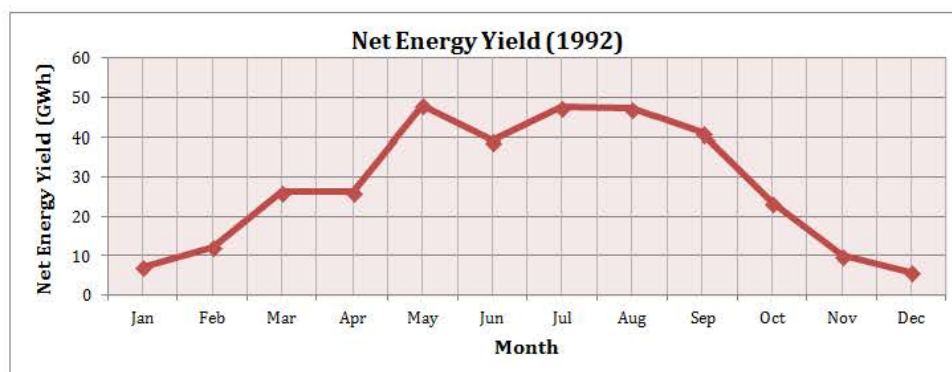
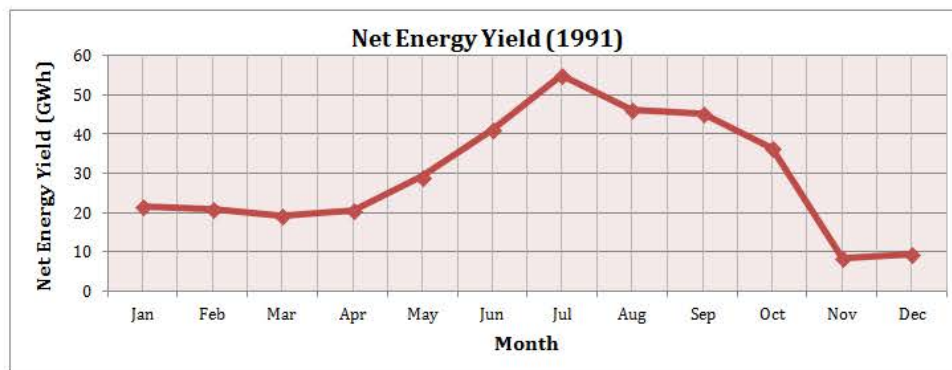
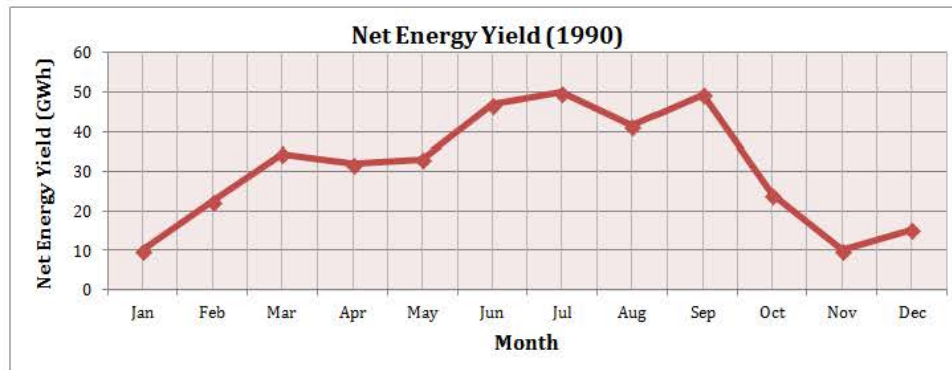
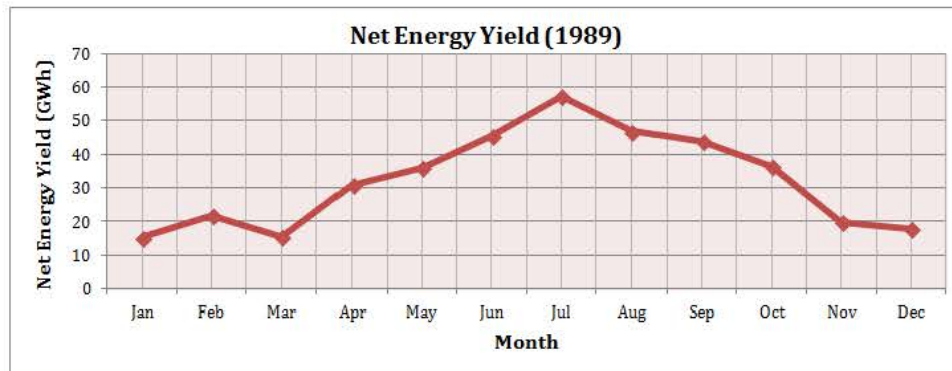
A.1. Tabla energía neta anual y DNI anual acumulada

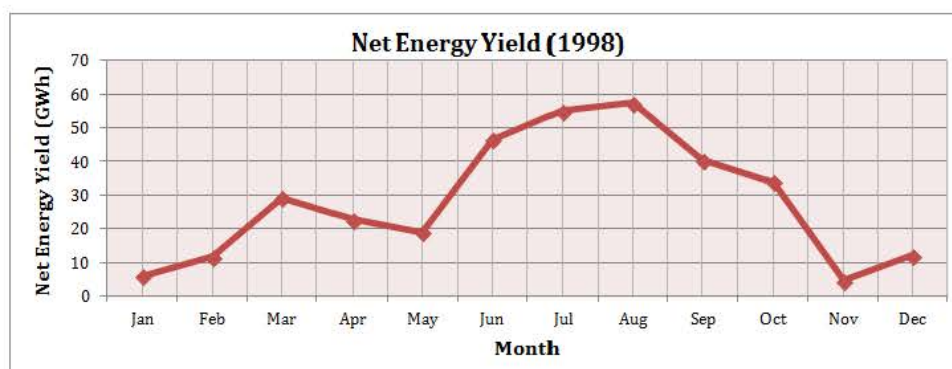
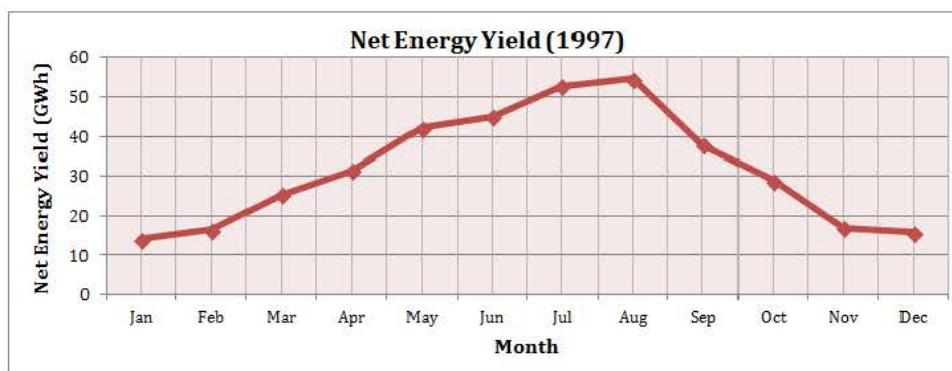
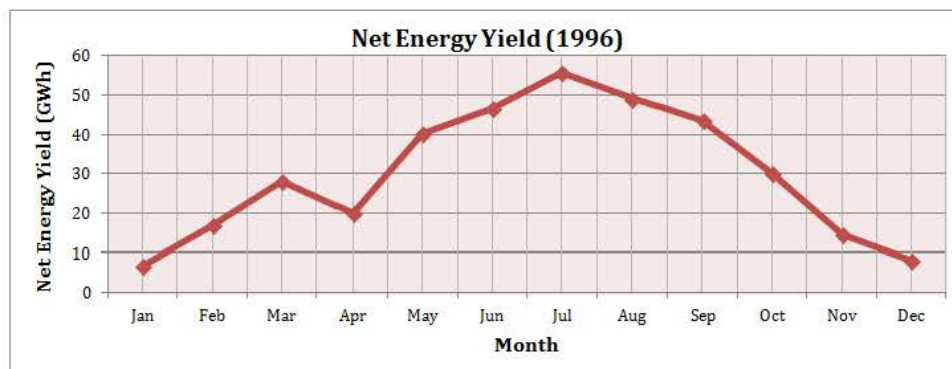
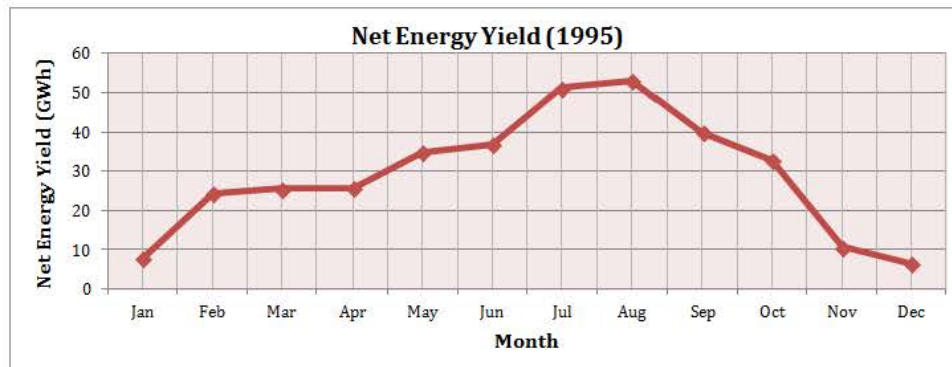
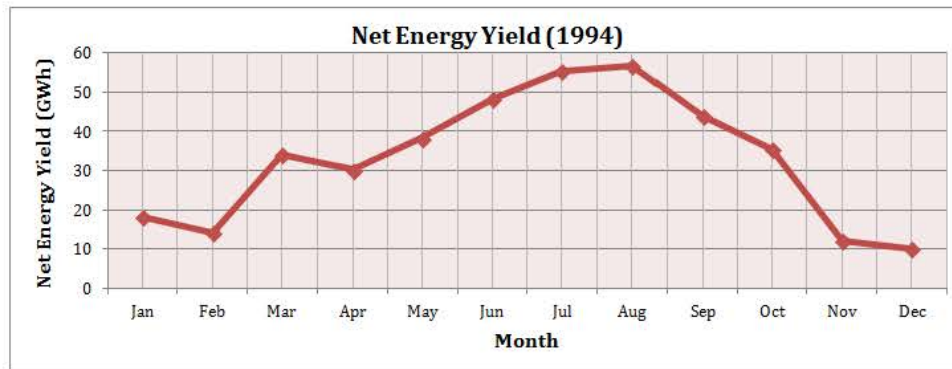
Año	Energía neta anual (GWh)	DNI anual acumulada (kWh/m²)
1980	339	1872
1981	341.9	1832
1982	330.3	1770
1983	298.4	1584
1984	333.9	1825
1985	363	1985
1986	364.4	1960
1987	397.4	2170
1988	397.8	2196
1989	386.5	2148
1990	369.9	2068
1991	353.6	1954
1992	334.4	1721
1993	344.9	1857
1994	397.4	2190
1995	349	1963
1996	359.4	1970
1997	381.8	2101
1998	339.5	1878
1999	382.2	2118
2000	369.1	2040
2001	358.5	1973
2002	400.8	2198
2003	359.4	1995
2004	363.8	2015
2005	386.2	2135
2006	376.6	2077
2007	398.8	2162
2008	387.7	2120
2009	387.9	2113
2010	335.9	1866
2011	363.7	2032
2012	368.5	2009
2013	405.1	2217

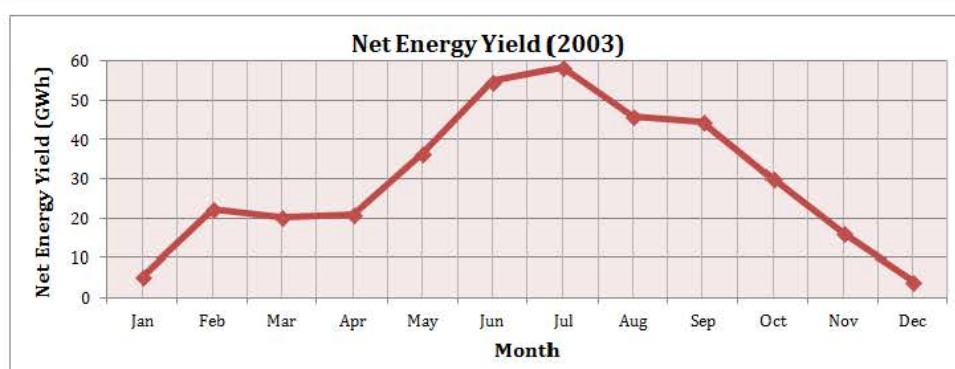
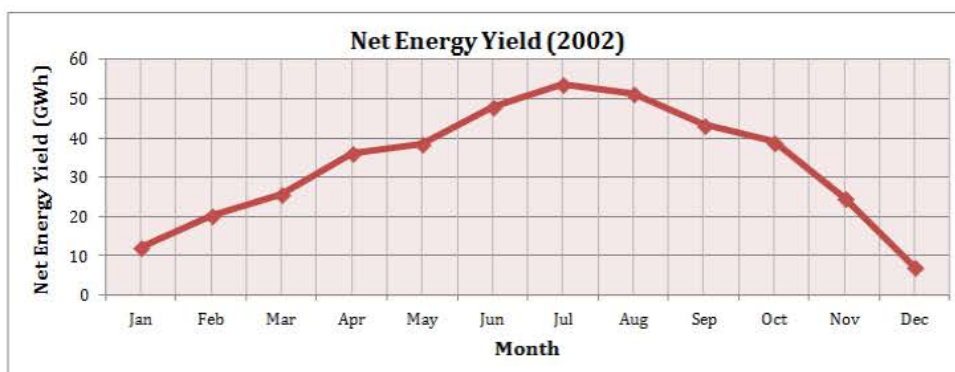
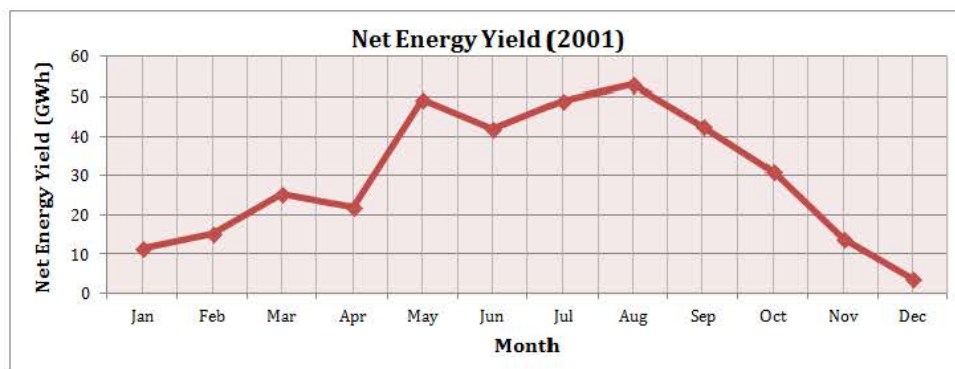
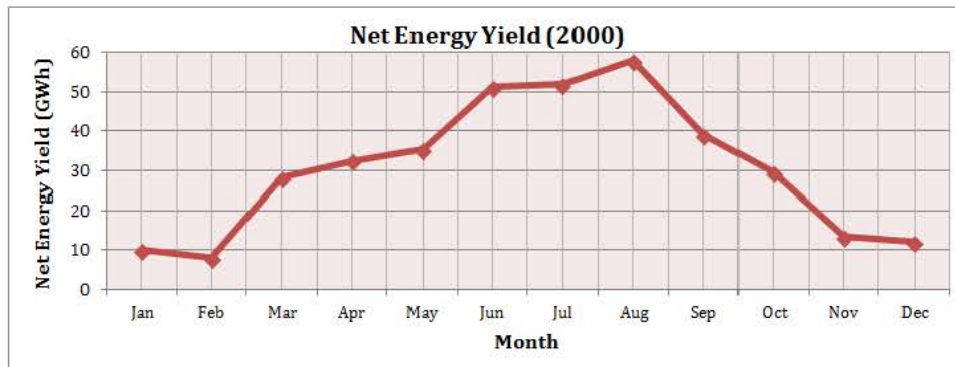
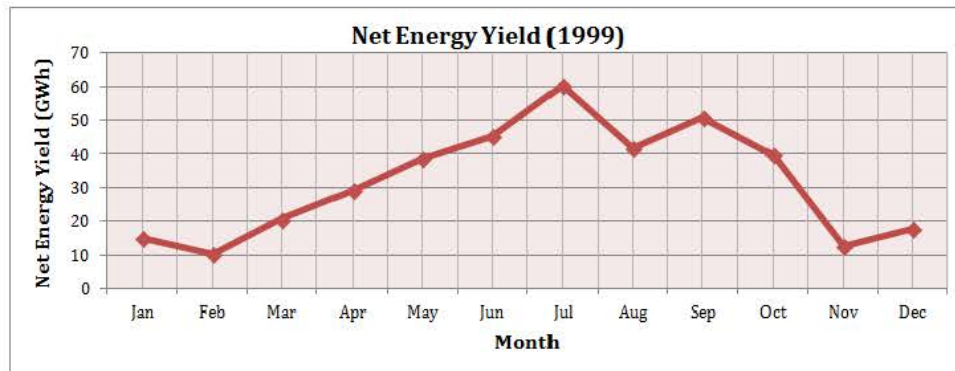
A.2. Gráficas de producción anuales (1980-2013)

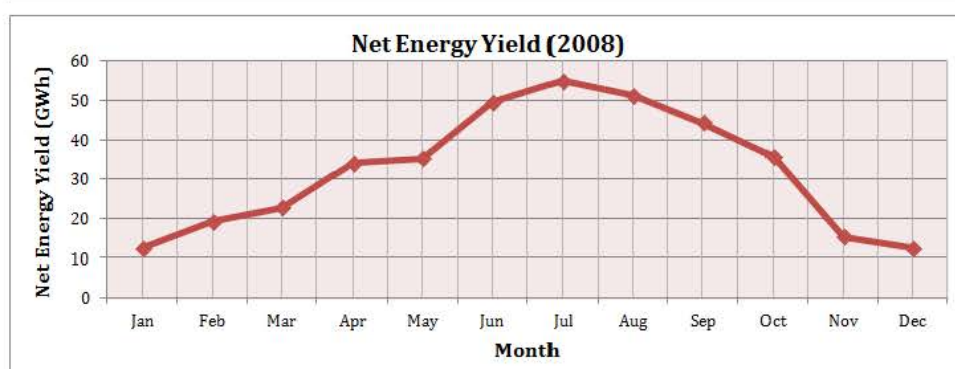
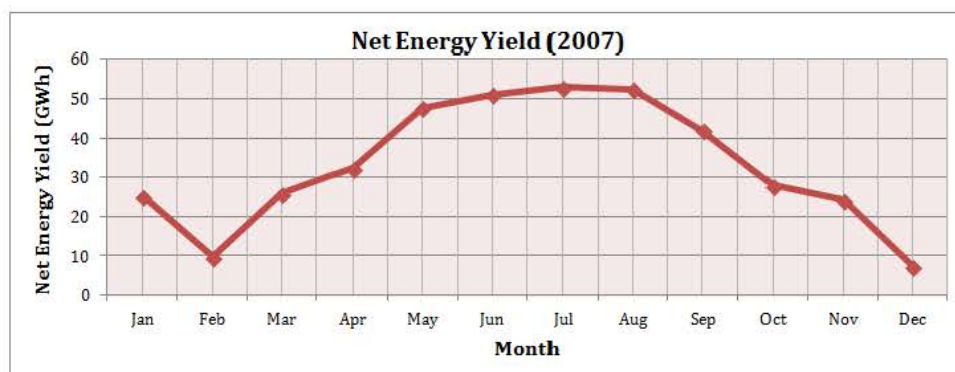
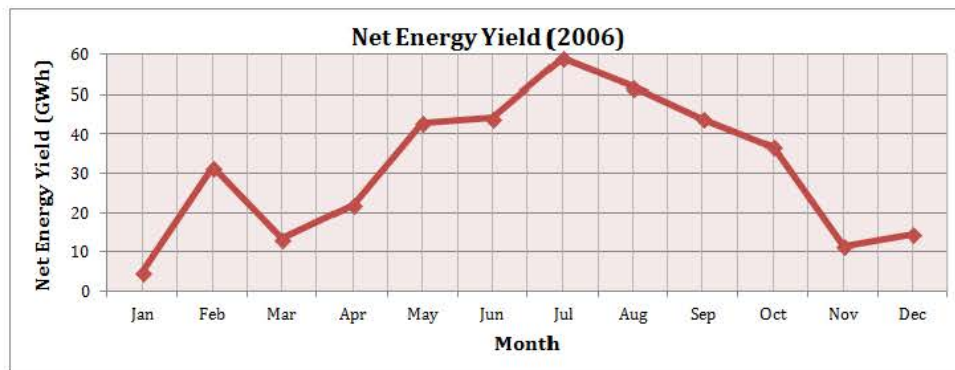
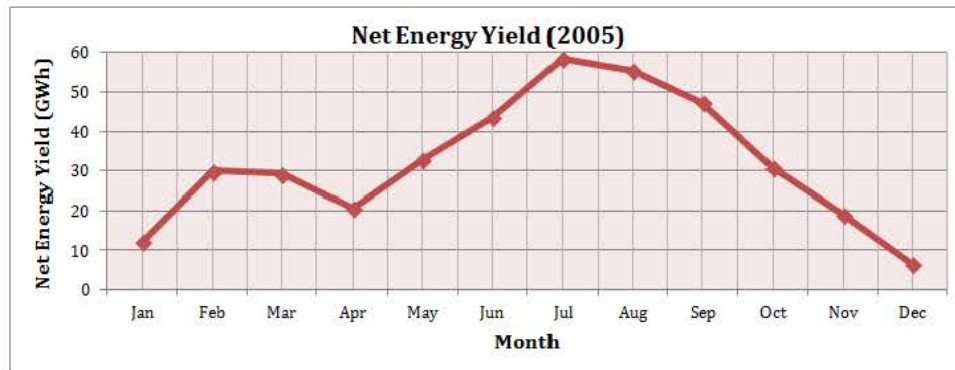
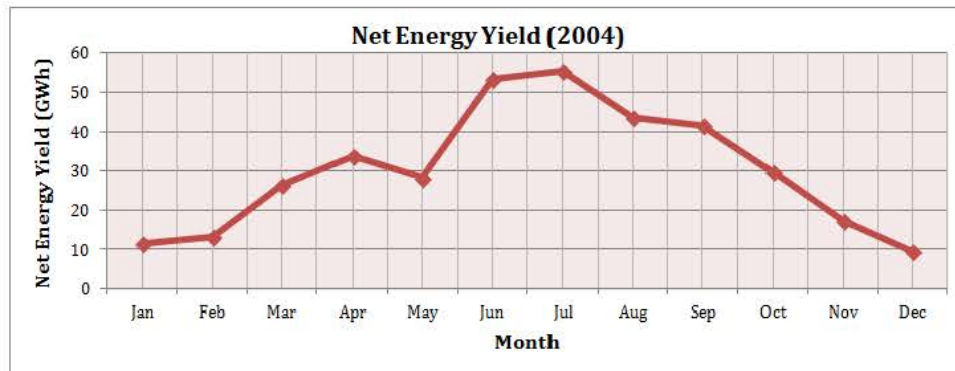


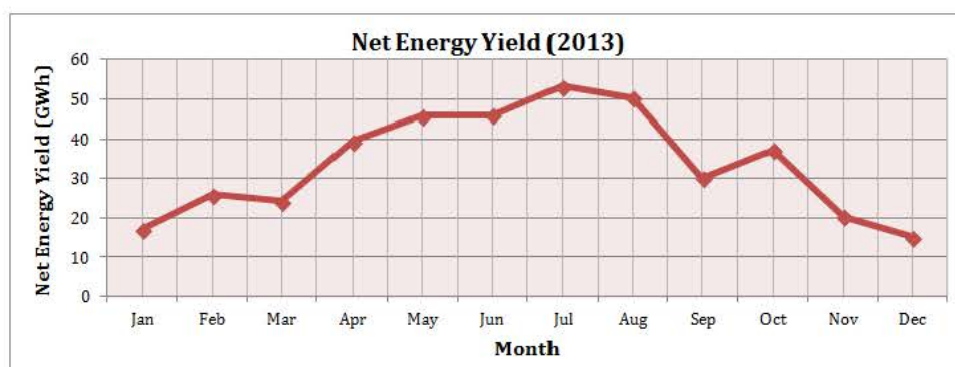
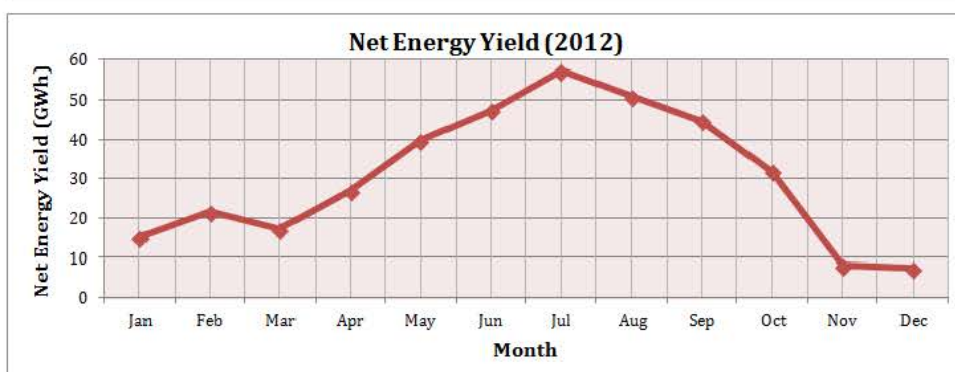
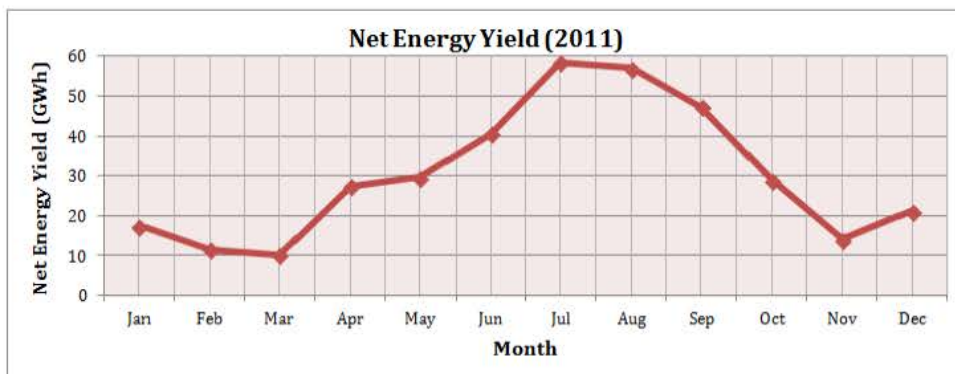
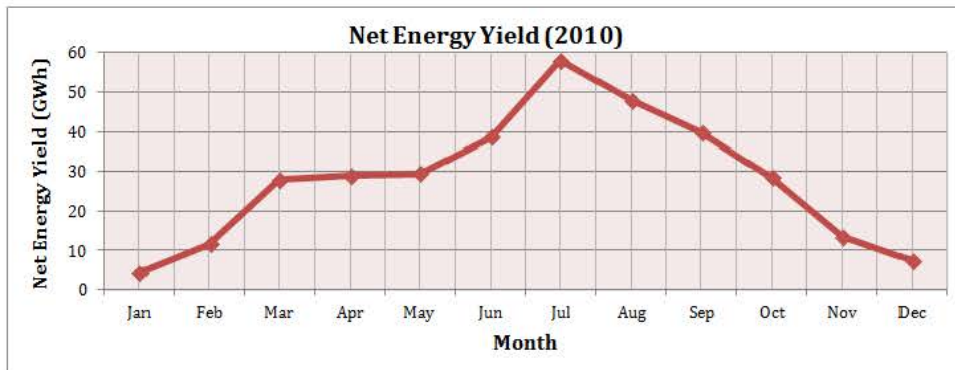
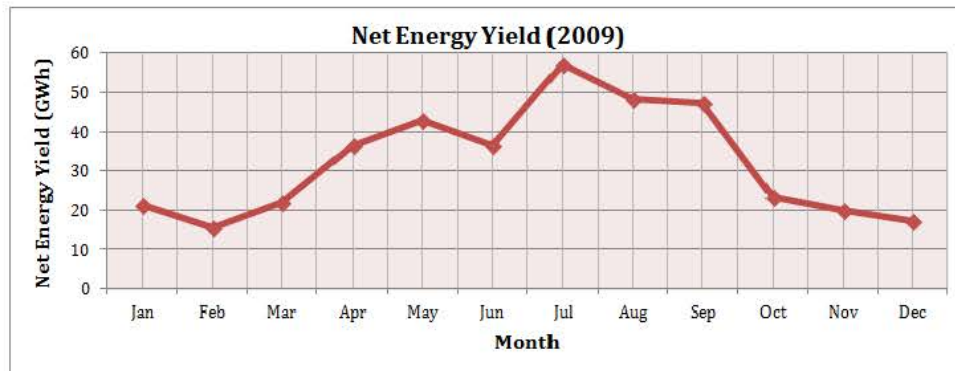




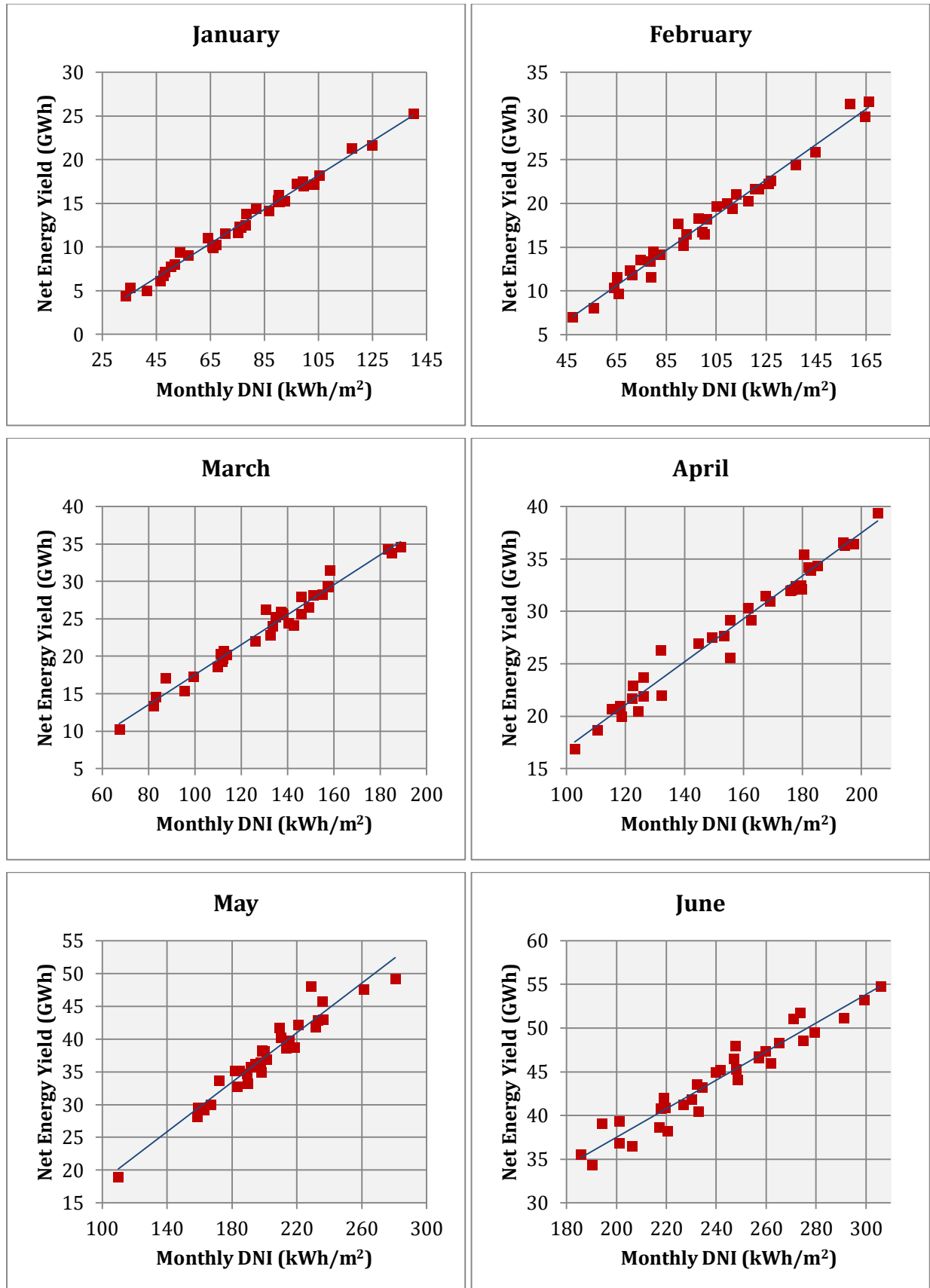


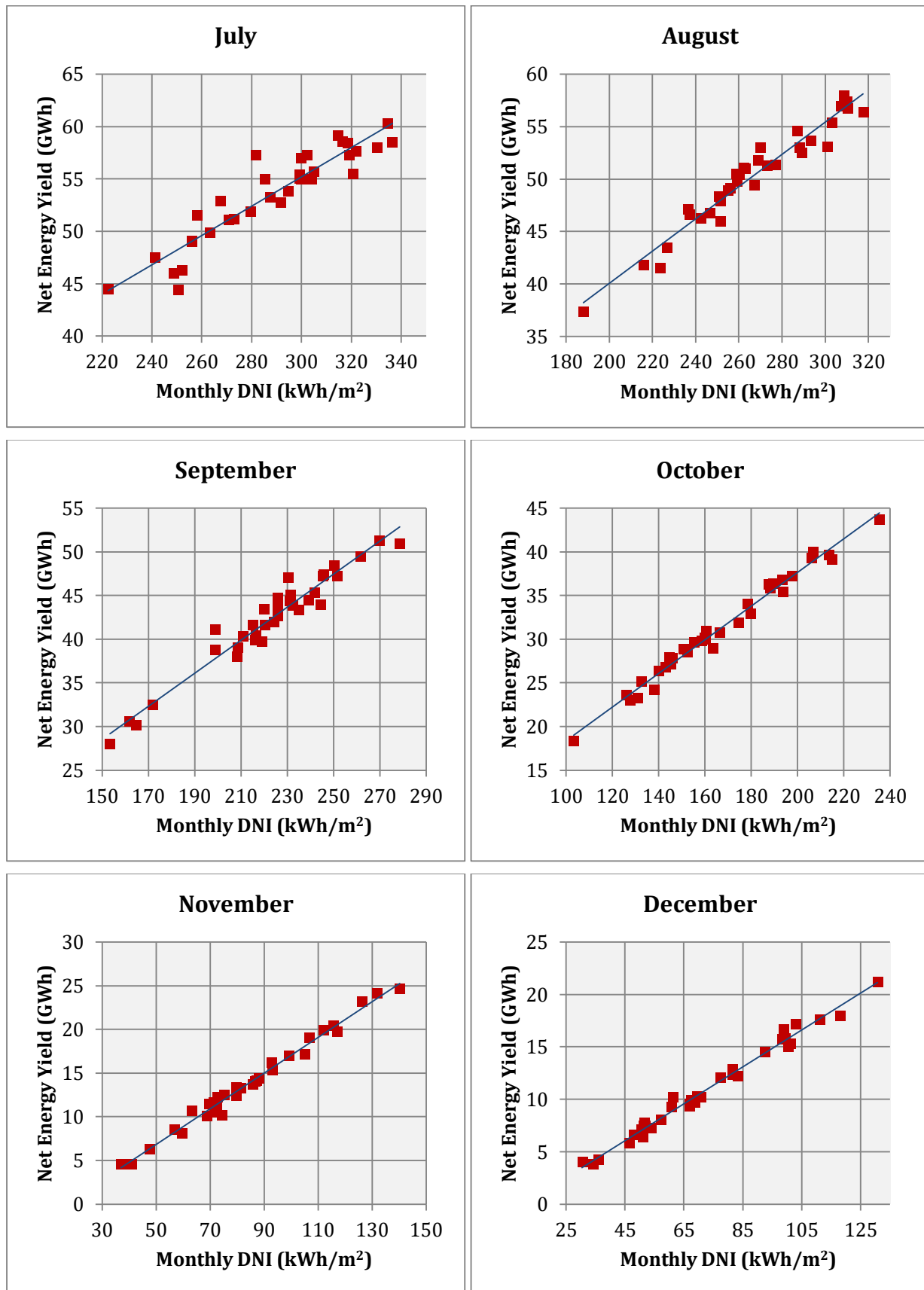






A.3. Gráficas energía neta-DNI acumulada y ajuste



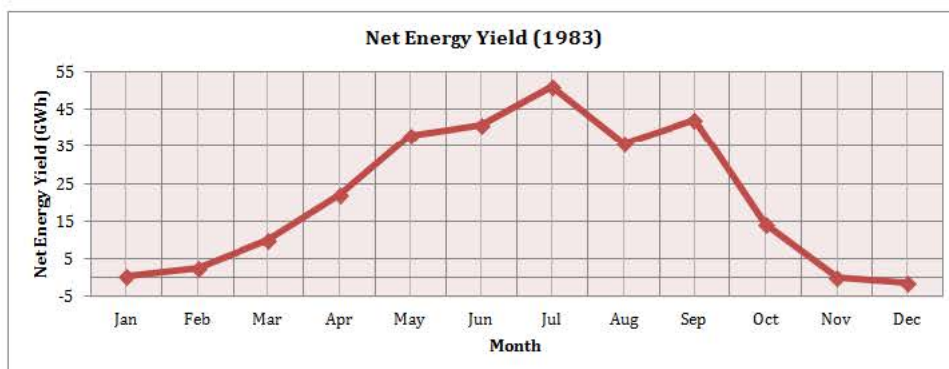
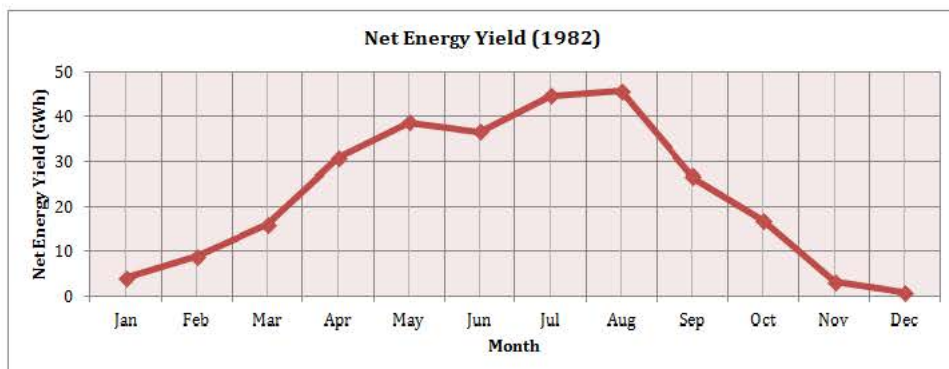
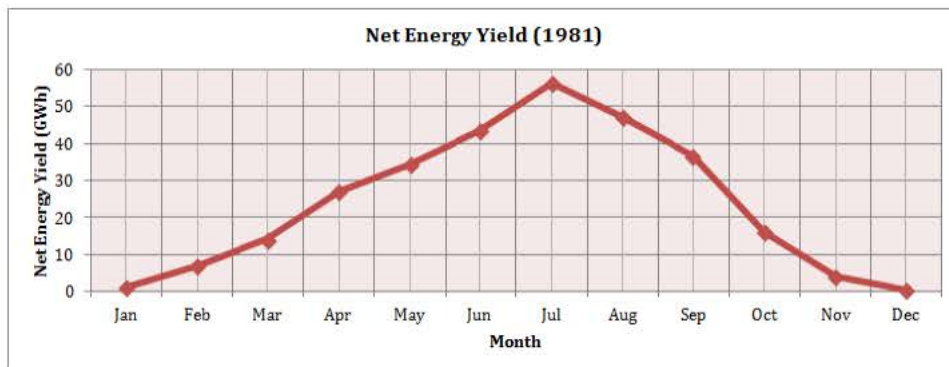
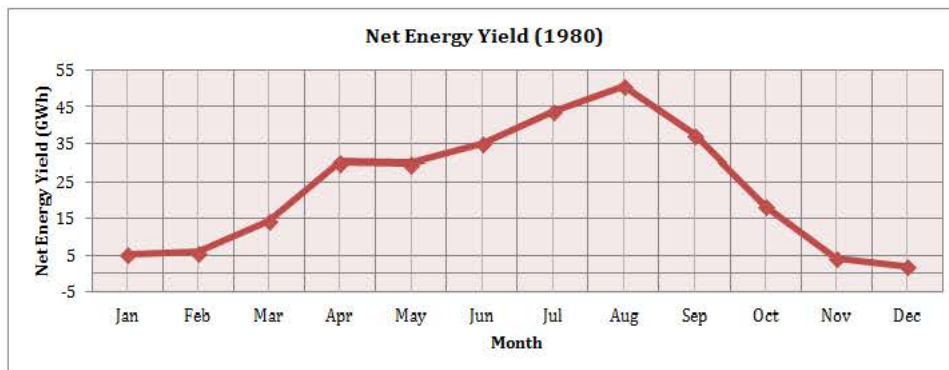


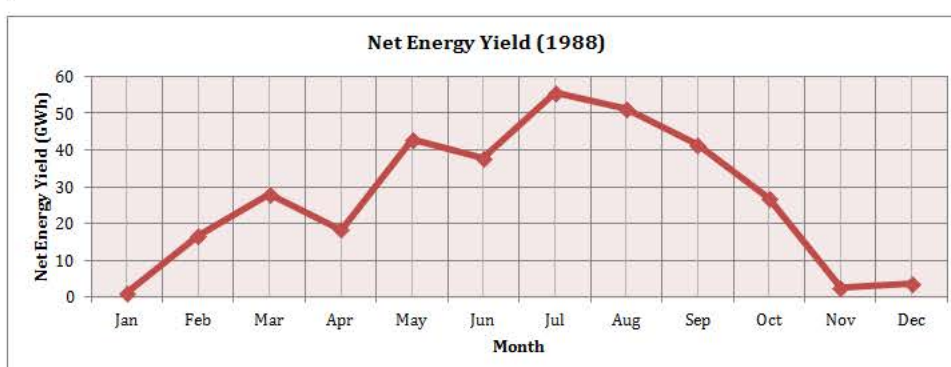
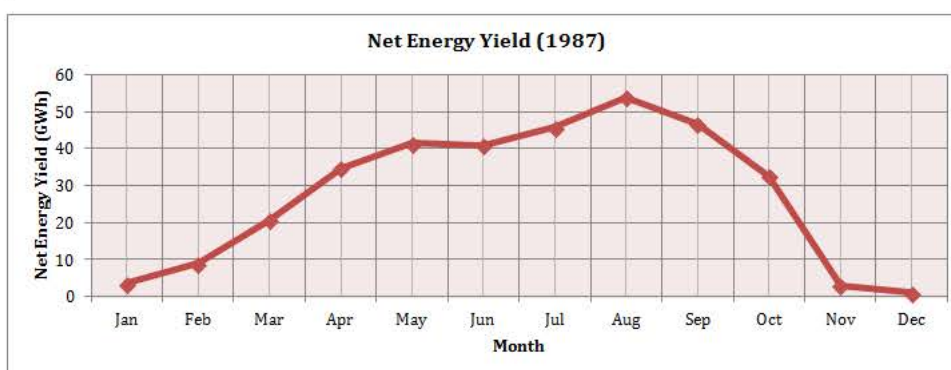
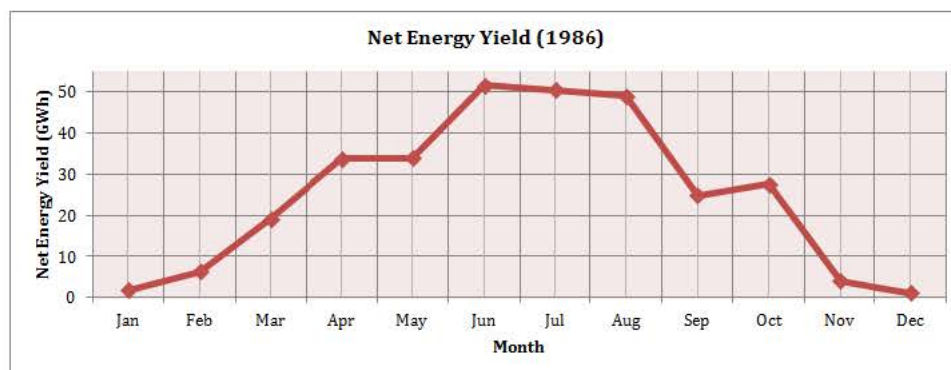
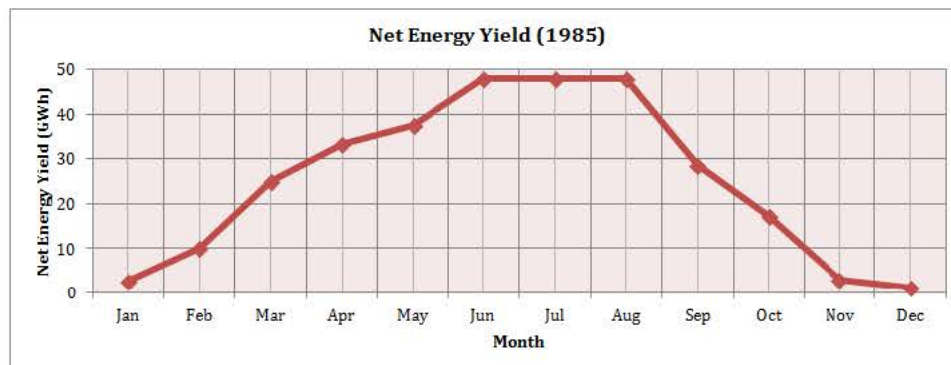
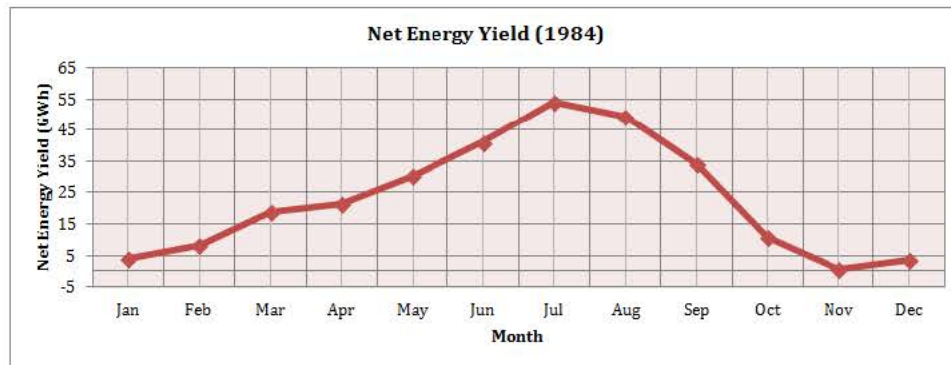
Anexo B: Resultados y curvas de producción años 1980-2013 Burns (CCP)

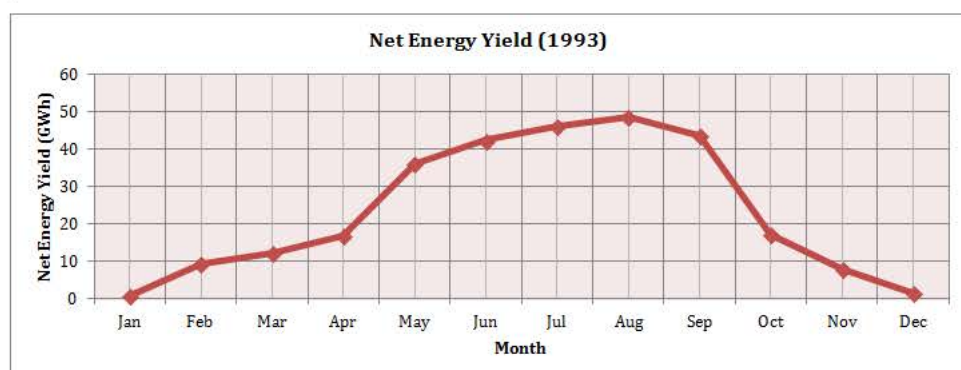
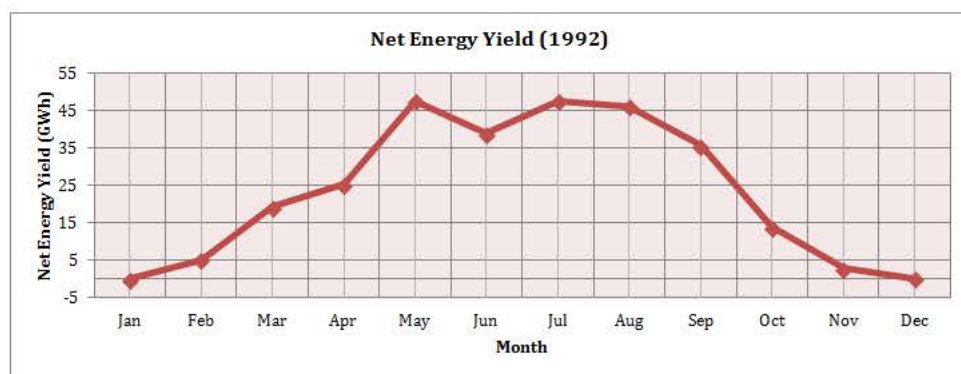
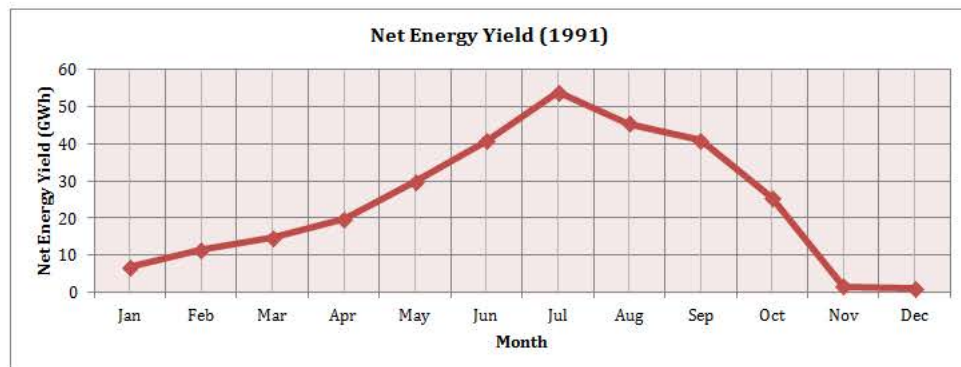
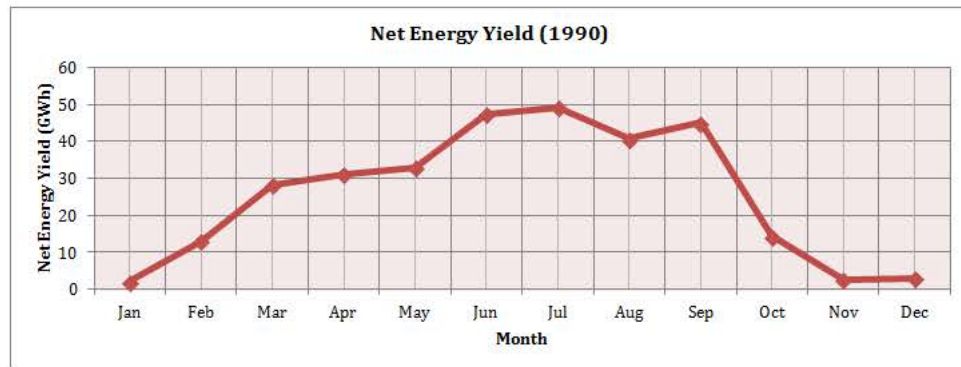
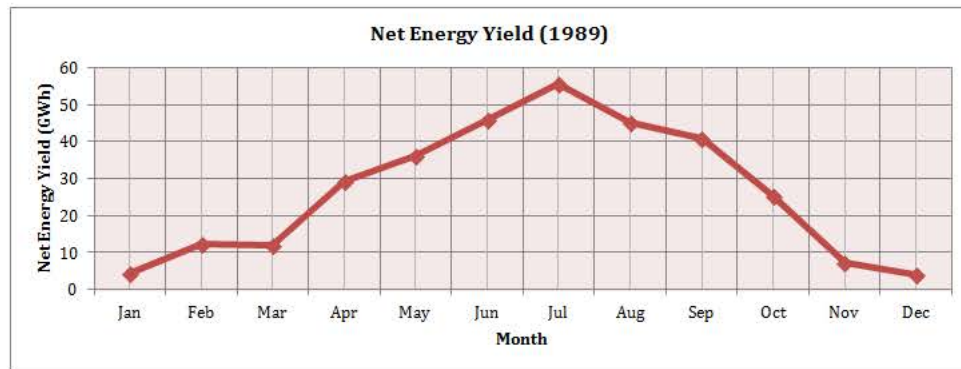
B.1. Tabla energía neta anual y DNI anual acumulada

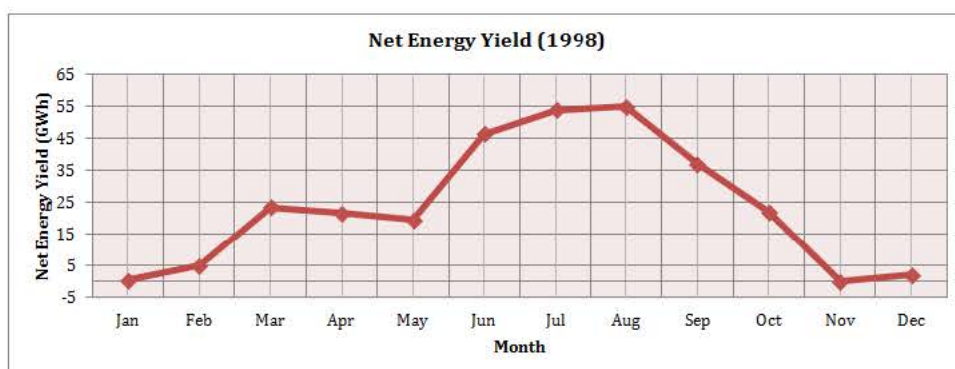
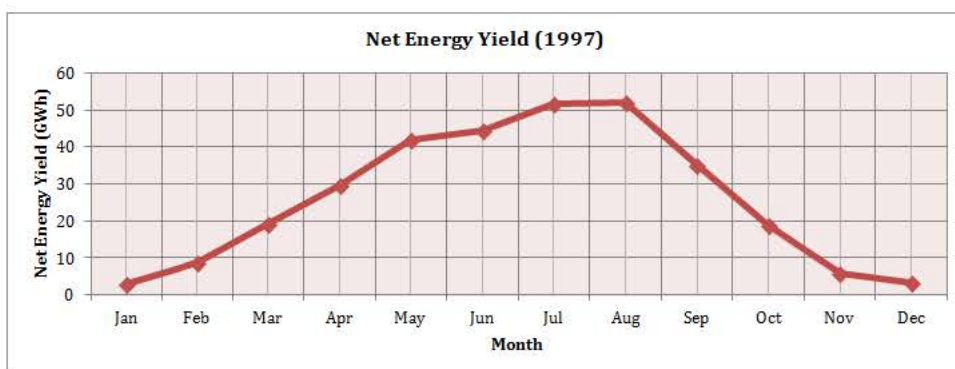
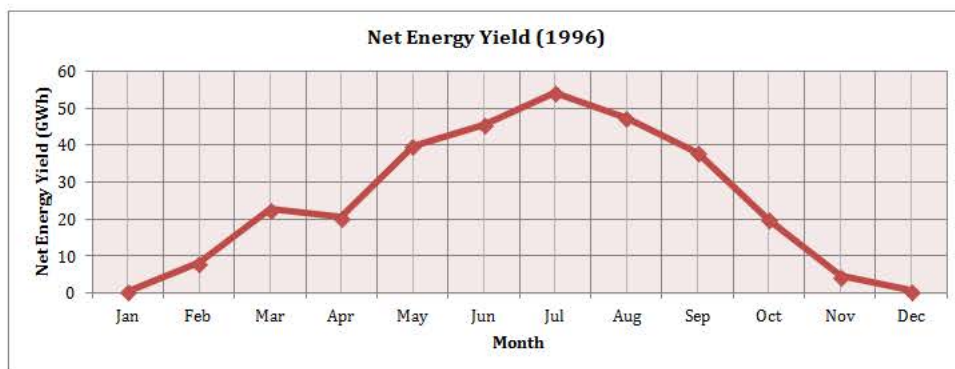
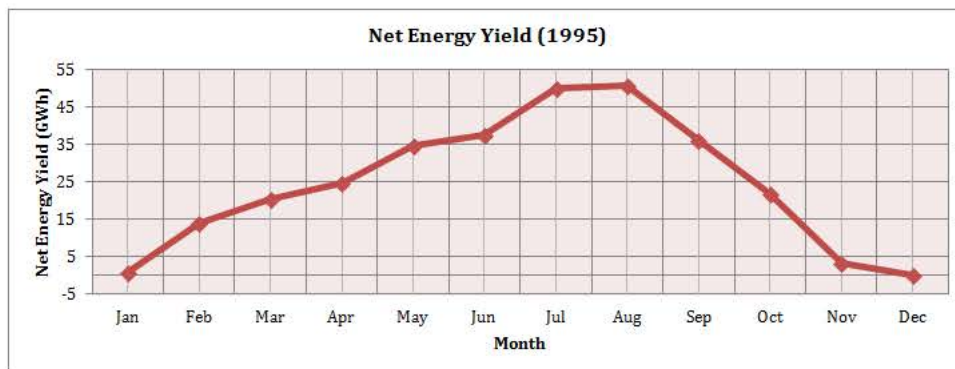
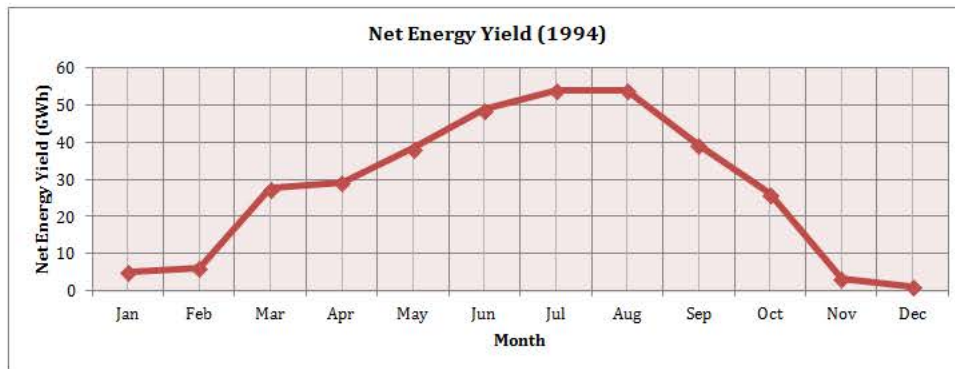
Año	Energía neta anual (GWh)	DNI anual acumulada (kWh/m²)
1980	281.9	1872
1981	292.8	1832
1982	278.1	1770
1983	260.4	1584
1984	281.4	1825
1985	307.1	1985
1986	309.3	1960
1987	339.5	2170
1988	332.6	2196
1989	324.4	2148
1990	315.3	2068
1991	296.9	1954
1992	287.5	1721
1993	287.5	1857
1994	338.3	2190
1995	300.4	1963
1996	309	1970
1997	319.7	2101
1998	291.9	1878
1999	323.3	2118
2000	318.1	2040
2001	311.7	1973
2002	340	2198
2003	309	1995
2004	311.5	2015
2005	325.4	2135
2006	318.8	2077
2007	334.2	2162
2008	328.6	2120
2009	323.6	2113
2010	292	1866
2011	299.4	2032
2012	316.5	2009
2013	335.9	2217

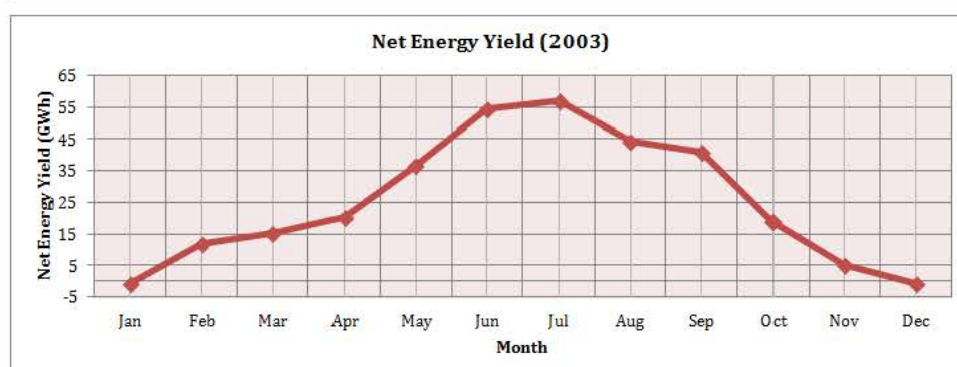
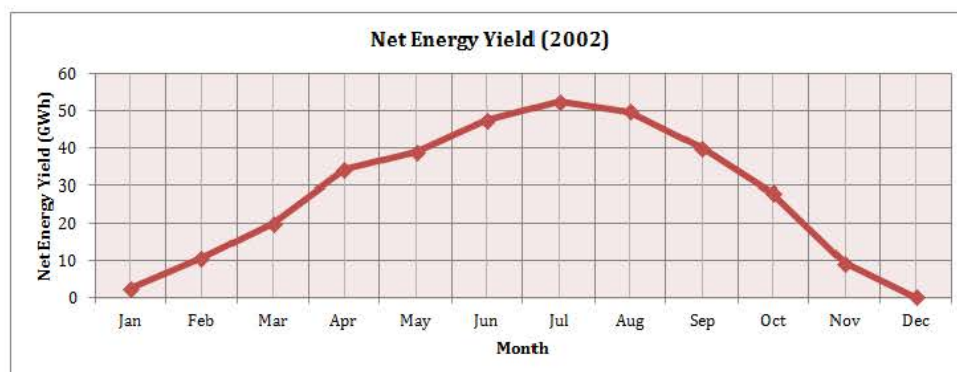
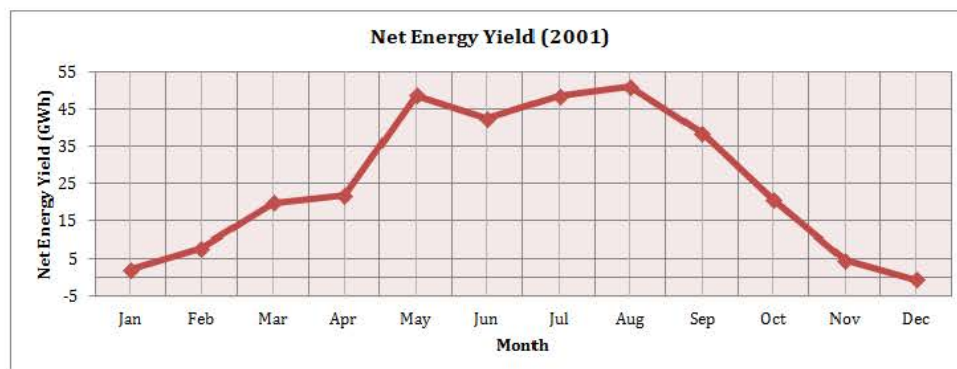
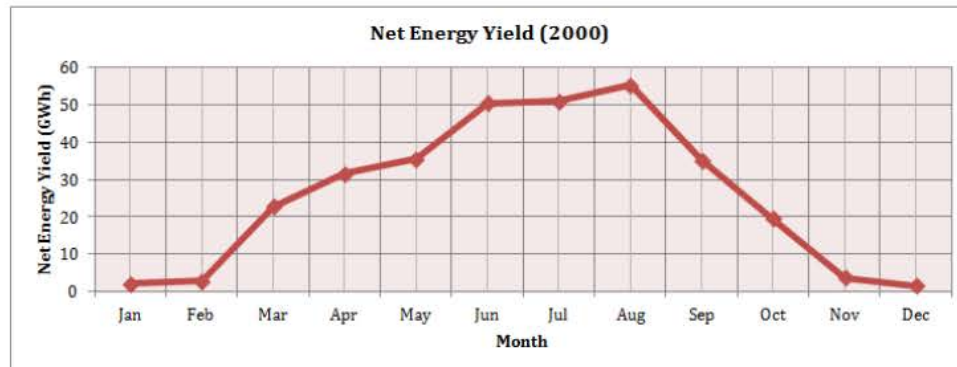
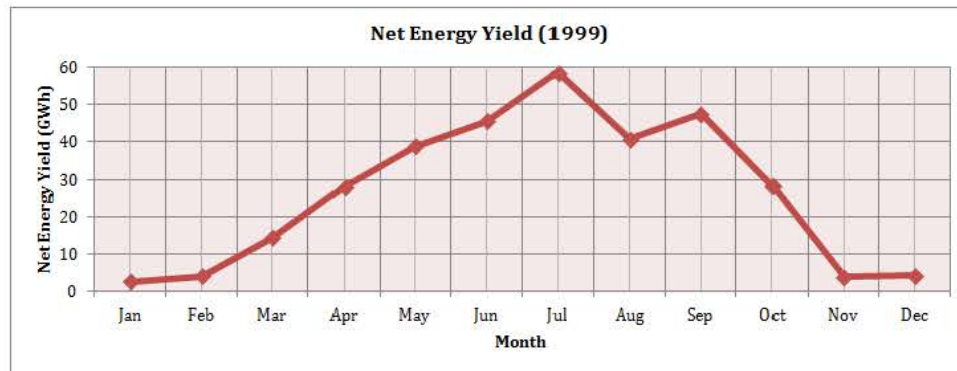
B.2. Gráficas de producción anuales (1980-2013)

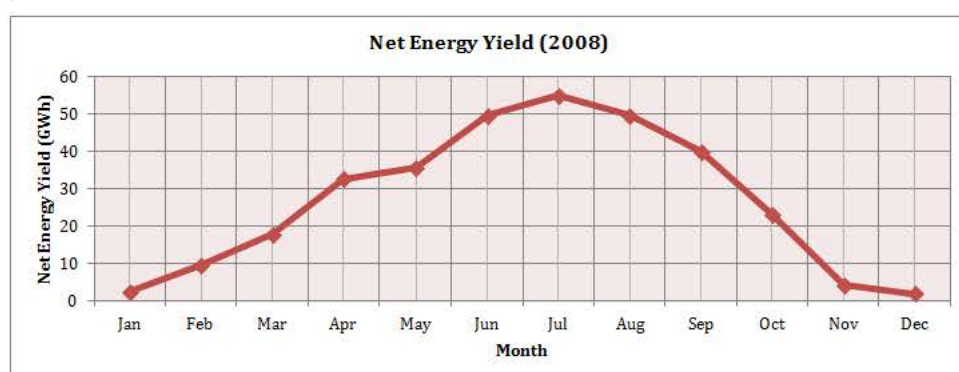
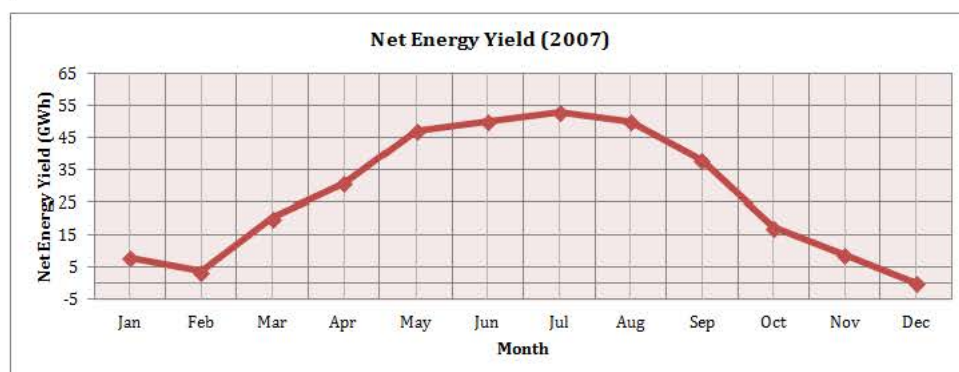
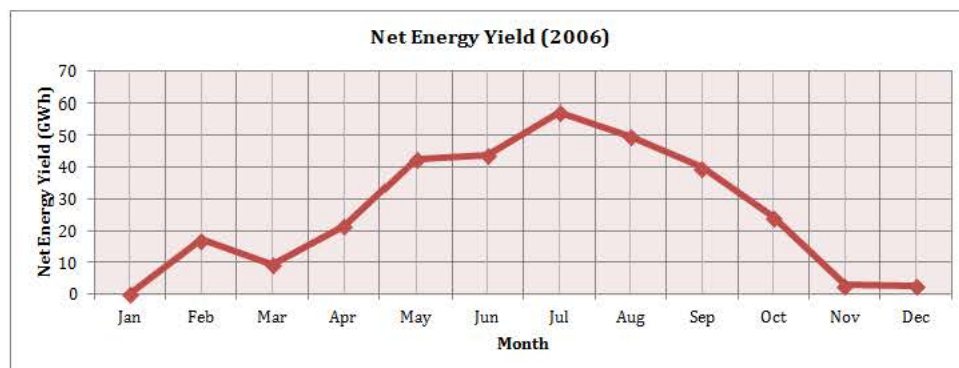
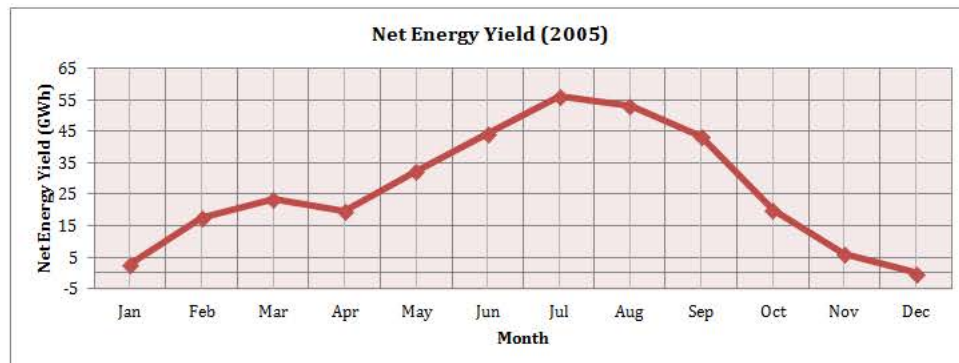
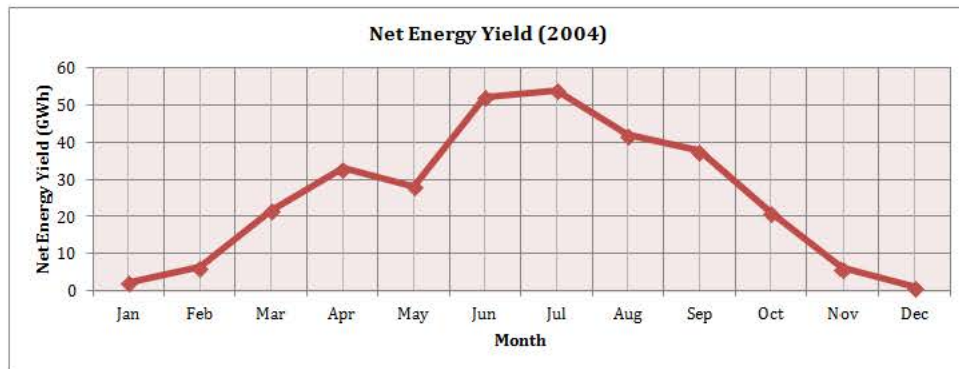


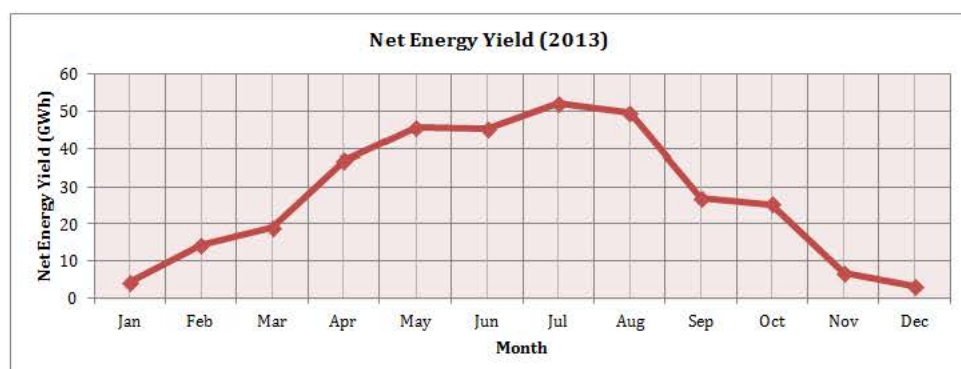
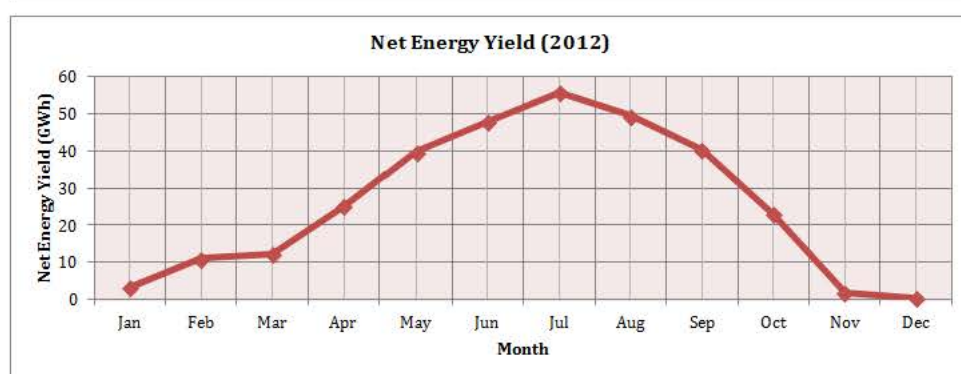
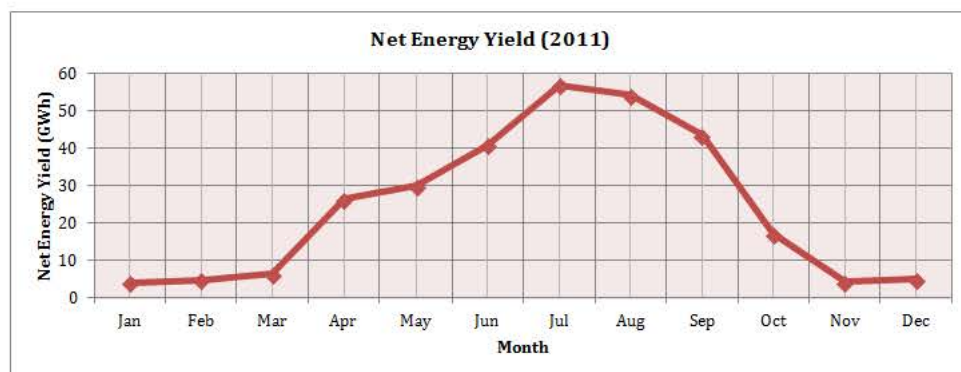
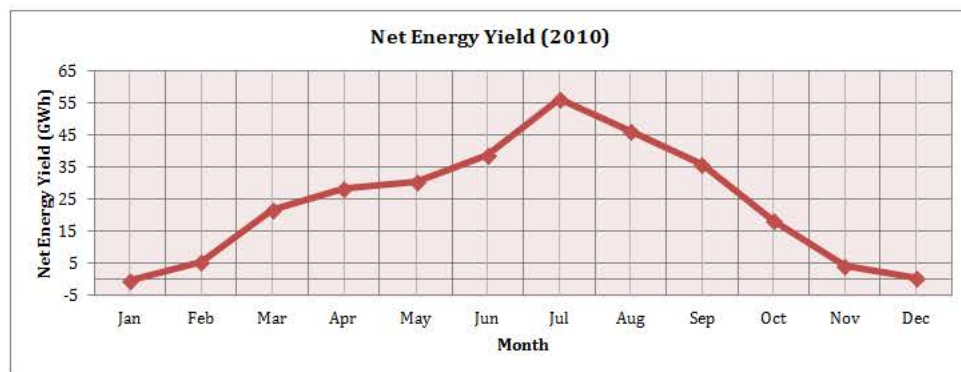
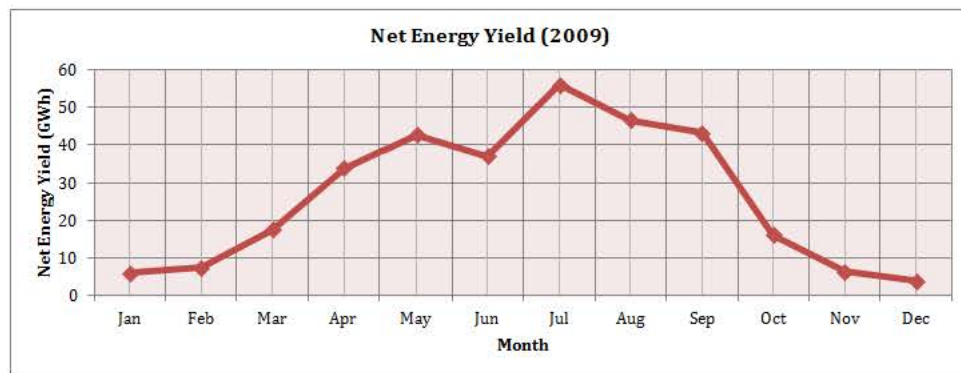




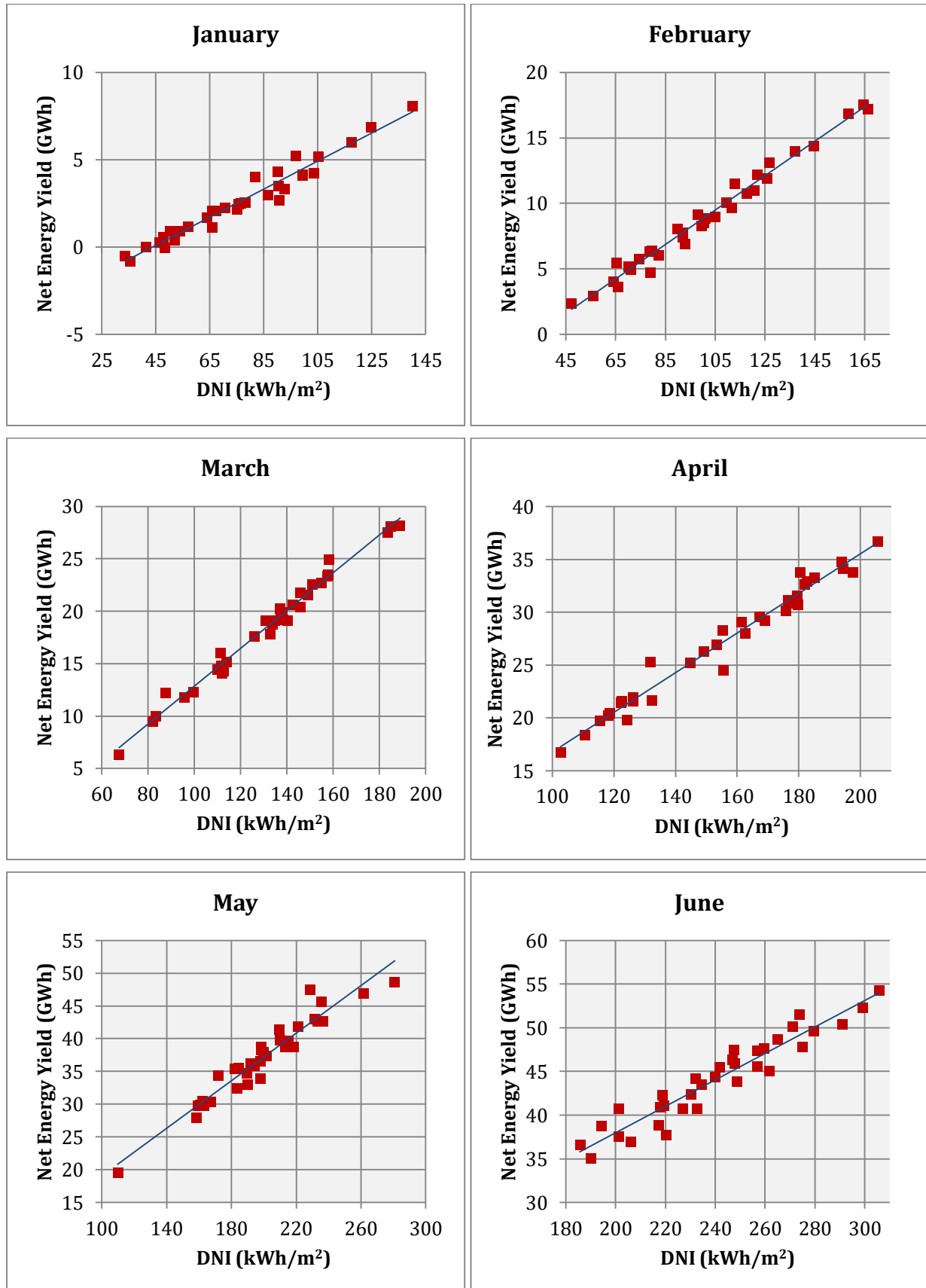


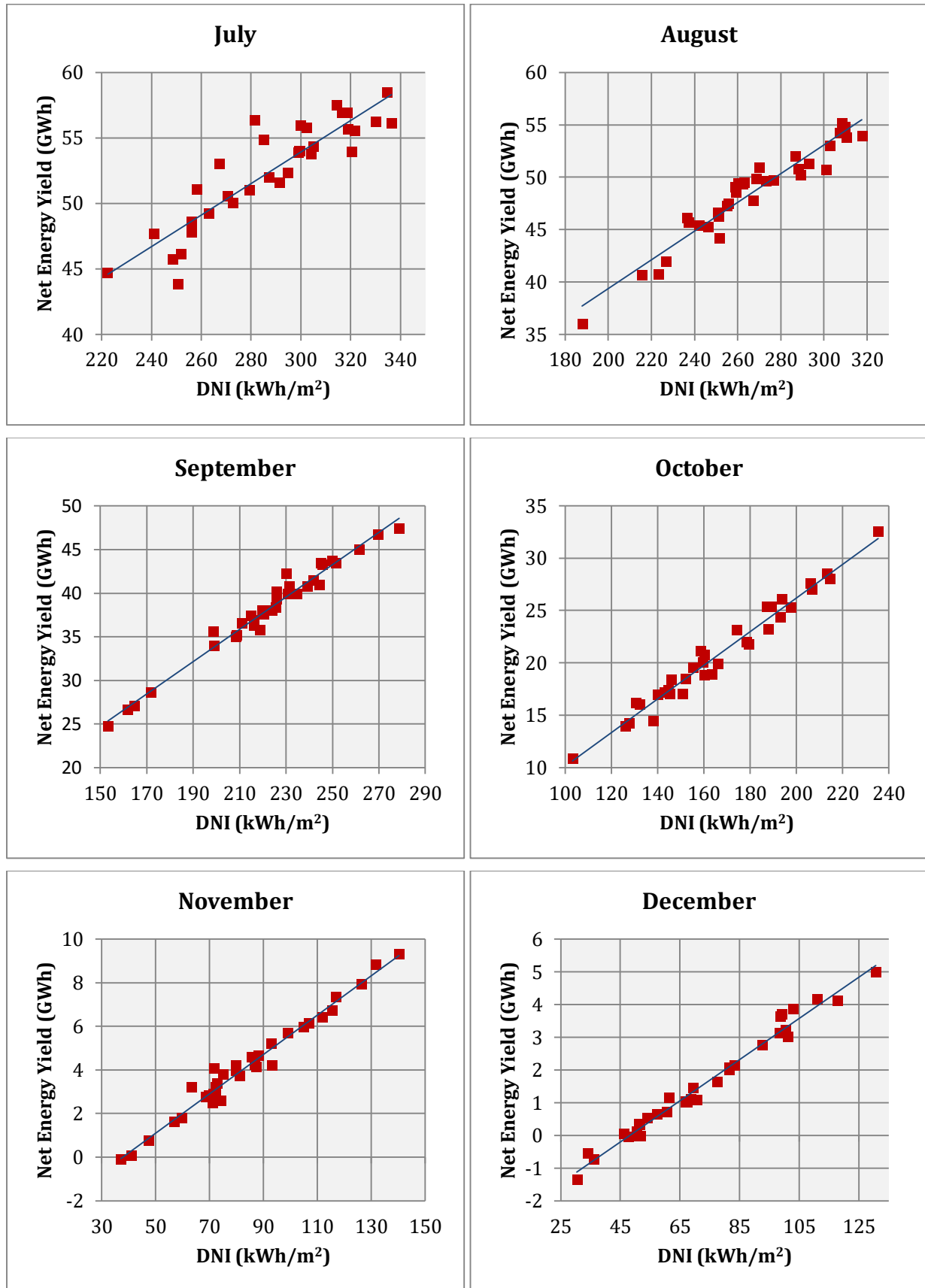






B.3. Gráficas energía neta-DNI acumulada y ajuste





Anexo C: Código de programación básico utilizado

```
%% PROGRAMA CÁLCULO DE PERCENTILES RADIACIÓN Y PRODUCCIÓN EN TORRE Y CCP %%

clc
clear all
format short

% archivo .txt de la produccion neta TORRE, abrir, leer y cerrar %
fid1=fopen('prod_neta_34años_TORRE.txt','r');
prod_torre=fscanf(fid1,'%f');
fclose(fid1);

% archivo .txt de la produccion neta CCP, abrir, leer y cerrar %
fid2=fopen('prod_neta_34años_CCP.txt','r');
prod_ccp=fscanf(fid2,'%f');
fclose(fid2);

% archivo .txt de la DNI acumulada, abrir, leer y cerrar %%
fid3=fopen('DNI_acum_34años.txt','r');
DNI=fscanf(fid3,'%f');
fclose(fid3);

%% REPRESENTAR ECDFS DE DNI Y PRODUCCIÓN DE TORRE Y CCP %%

%ECDF de la producción torre%
[f,x]=ecdf(prod_torre);
[xb,fb]=stairs(x,f)
figure();
line(xb,fb,'Color','r');
ax1=gca;
set(ax1,'XColor','r');
set(ax1,'YColor','r');
ax1_pos=get(ax1,'Position');

%ECDF de la producción ccp%
[f2,x2]=ecdf(prod_ccp);
figure();
[xc,fc]=stairs(x2,f2);

%ECDF de la DNI%
[f3,x3]=ecdf(DNI);
[x2b,f2b]=stairs(x3,f3)
ax2=axes('Position',ax1_pos,'XAxisLocation','top','YAxisLocation','right','Color','none');
line(x2b,f2b,'Parent',ax2,'Color','k');
axis([min(DNI) max(DNI) 0 1]);
legend('DNI acumulada (kWh/m^2)','Location','SE')

%PROGRAMA CÁLCULO DE PERCENTILES%
% Percentiles %
prctil=[5,10,50,90,95]; %vector serie de percentil 0.1 a 99.9%
prctil_DNI=prctile(DNI,prctil)
prctil_prod_torre=prctile(prod_torre,prctil);
prctil_prod_ccp=prctile(prod_ccp,prctil);
```

Nota: Las gráficas de este Trabajo se han representado con el programa Excel, debido a su simplicidad y velocidad. De todas formas, se ha incluido el código utilizado en un principio para la representación de ECDFs y el cálculo de percentiles.